



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

**PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS PARA UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE
TRANSFORMADOR CON EL USO DE UNIDAD DE PRUEBAS OMICRON CMC 356,
CUMPLIENDO CON LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE EGEE - INDE**

Daniel Alejandro Recinos Aguilar

Asesorado por el Ing. Selvin Estuardo Hernández Padilla

Guatemala, noviembre de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS PARA UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE
TRANSFORMADOR CON EL USO DE UNIDAD DE PRUEBAS OMICRON CMC 356,
CUMPLIENDO CON LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE EGEE - INDE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

DANIEL ALEJANDRO RECIOS AGUILAR

ASESORADO POR EL ING. SELVIN ESTUARDO HERNÁNDEZ PADILLA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Ing. Aurelia Anabela Cordova Estrada
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. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Gilberto Enrique Morales Baiza
SECRETARIO	Ing. Lesbia Magalí Herrera López

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:

PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS PARA UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR CON EL USO DE UNIDAD DE PRUEBAS OMICRON CMC 356, CUMPLIENDO CON LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE EGEE - INDE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, en la fecha abril de 2021.

Daniel Alejandro Recinos Aguilar

Guatemala, 22 de abril del 2021

Ingeniero
Armando Alonzo Rivera Carrillo
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería USAC
Ciudad Universitaria, Zona 12

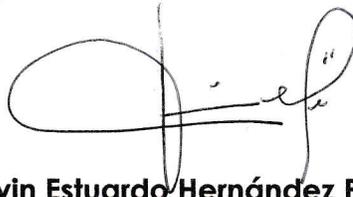
Distinguido Ingeniero Rivera:

Atentamente me dirijo a usted para hacer de su conocimiento que como asesor de trabajo de graduación del estudiante Daniel Alejandro Recinos Aguilar, Carné número 201403970, cuyo título es **"PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS PARA UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR CON EL USO DE UNIDAD DE PRUEBAS OMICRON CMC 356, CUMPLIENDO CON LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE EGEE - INDE"**, para optar al grado académico de Ingeniero Mecánico Electricista, he procedido a la revisión del mismo.

En tal sentido, en calidad de asesor doy mi anuencia y aprobación para que el estudiante Recinos Aguilar, continúe con los trámites correspondientes.

Sin otro particular, me es grato suscribirme de usted.

Atentamente,



Ing. Selvin Estuardo Hernández Padilla

Ingeniero Electricista
Asesor de Tesis
Colegiado No. 17,253

Selvin Estuardo Hernández Padilla

Ingeniero Electricista
Colegiado No. 17,253



Guatemala, 18 de agosto de 2021

Ingeniero
Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería USAC

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

**PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS PARA UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE
TRANSFORMADOR CON EL USO DE UNIDAD DE PRUEBAS OMICRON CMC 356,
CUMPLIENDO CON LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE EGEE - INDE**

del estudiante DANIEL ALEJANDRO RECIÑOS AGUILAR, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor.

Sin otro particular

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Ferrnando Alfredo Moscoso Lira', written over a set of diagonal lines.

Ingeniero Ferrnando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.



REF. EIME 148. 2021.

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; DANIEL ALEJANDRO RECINOS AGUILAR, titulado: PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS PARA UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR CON EL USO DE UNIDAD DE PRUEBAS OMICRON CMC 356, CUMPLIENDO CON LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE EGEE - INDE, procede a la autorización del mismo.


Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 23 DE SEPTIEMBRE 2,021.



USAC
TRICENTENARIA
Universidad de San Carlos de Guatemala

Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101 - 24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

DTG. 596-2021

La Decana 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: **PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS PARA UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR CON EL USO DE UNIDAD DE PRUEBAS OMICRON CMC 356, CUMPLIENDO CON LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE EGEE - INDE -**, presentado por el estudiante universitario: **Daniel Alejandro Recinos Aguilar**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, noviembre de 2021

AACE/cc

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Mi casa de estudios. Especialmente a la
Facultad de Ingeniería.

**Mis amigos de la
Facultad**

Por ser un apoyo en cada curso de la carrera.

**Departamento de
Servicios Técnicos
Especializados INDE**

Por sus enseñanzas y la ayuda presentada en la
elaboración de este trabajo de graduación.

**Lic. Juan Alberto
Martínez Lemus**

Por ser una importante influencia en mi carrera y
un ejemplo de profesionalismo.

**Ing. Selvin Estuardo
Hernández Padilla**

Por su asesoría y tiempo dedicado a este trabajo
de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XIX
GLOSARIO	XXI
RESUMEN	XXV
OBJETIVOS.....	XXVII
INTRODUCCIÓN	XXIX
1. TRANSFORMADORES DE POTENCIA	1
1.1. Introducción	1
1.2. Conceptos básicos de un transformador	2
1.2.1. Ley de Faraday	2
1.2.2. Densidad de flujo magnético.....	3
1.2.3. Flujo magnético	5
1.2.4. Fuerza electromotriz	6
1.2.5. Inducción electromagnética	7
1.3. Construcción de transformadores de potencia	9
1.3.1. Tipos de construcción	9
1.3.2. Principales aspectos constructivos	12
1.3.2.1. Núcleo	12
1.3.2.2. Devanados.....	15
1.3.2.3. Parte activa del transformador.....	18
1.3.2.4. Materiales aislantes	19
1.3.2.4.1. Aislamientos sólidos	21
1.3.2.4.2. Aislamientos líquidos....	22
1.3.2.5. Sistemas de refrigeración	22

1.3.2.5.1.	Clases de enfriamiento para transformadores de potencia sumergido en aceite	25
1.3.2.5.2.	Clases de enfriamiento para transformadores de potencia tipo seco	30
1.3.2.6.	Depósito conservador del aceite	31
1.3.2.7.	Relé Buchholz	32
1.3.2.8.	Aisladores pasatapas (<i>bushings</i>)	33
1.3.2.9.	Placa de características	34
1.4.	Accesorios del transformador de potencia	35
1.4.1.	Indicador de temperatura del aceite	36
1.4.2.	Indicador de temperatura de los devanados	37
1.4.3.	Imagen térmica.....	37
1.4.4.	Indicadores y registradores de temperatura remotos	39
1.4.5.	Indicador magnético del nivel de aceite	39
1.4.6.	Válvula de sobrepresión	40
1.4.7.	Válvula de alivio	41
1.4.8.	Relevador de presión súbita.....	42
1.4.9.	Ventilación forzada.....	42
1.4.10.	Tablero de control	43
1.4.11.	Indicador de humedad.....	43
1.4.12.	Cambiador de derivaciones.....	43
1.4.13.	Bombas e indicadores de flujo	44
1.4.14.	Pararrayos.....	45

1.4.15.	Punto de conexión a tierra	45
1.4.16.	Radiadores	46
2.	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR	47
2.1.	Principio de funcionamiento de un transformador ideal	47
2.1.1.	Potencia en un transformador ideal	50
2.2.	Funcionamiento de un transformador real	52
2.3.	Circuito equivalente de un transformador	56
2.4.	Diagrama fasorial de un transformador	60
2.5.	Ensayos del transformador	63
2.5.1.	Ensayo de vacío	63
2.5.2.	Ensayo de cortocircuito	64
2.6.	Transformadores trifásicos	64
2.6.1.	Índice horario	66
2.6.2.	Conexión de devanados en transformadores trifásicos	68
2.6.2.1.	Conexión Estrella-estrella (Y-y)	68
2.6.2.2.	Conexión de devanados en Estrella-delta Y-d	69
2.6.2.3.	Conexión de devanados en Delta-estrella D-y	70
2.6.2.4.	Conexión Delta-delta (D-d)	70
2.6.2.5.	Conexión Estrella-zigzag (Y-z)	70
3.	ESQUEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	71
3.1.	Introducción	71
3.2.	Fallas en transformadores	71

3.2.1.	Fallas causadas por un aislamiento en mal estado	72
3.2.2.	Fallas internas	72
3.2.2.1.	Fallas incipientes.....	73
3.2.2.2.	Fallas eléctricas severas (fallas mayores)	73
3.2.3.	Sobretensiones en transformadores de potencia	74
3.3.	Componentes de los esquemas de protección eléctrica de transformadores de potencia.....	75
3.4.	Transformadores de instrumento	75
3.4.1.	Transformadores de corriente	77
3.4.1.1.	Transformadores de corriente para aplicaciones en protecciones	81
3.4.1.2.	El efecto de la saturación y las curvas de excitación	82
3.4.2.	Transformadores de potencial.....	83
3.5.	Relevadores de protección.....	85
3.5.1.	Selectividad de la protección.....	87
3.5.2.	Sensibilidad de la protección.....	87
3.5.3.	Velocidad de actuación	88
3.5.4.	Protección primaria y de respaldo	88
3.6.	Protección con relevadores de sobrecorriente	90
3.6.1.	Relevador de sobrecorriente instantáneo (50)	94
3.6.2.	Relevador de sobrecorriente con retraso de tiempo (51)	94
3.7.	Protección con relevadores diferenciales (87)	95
3.7.1.	Factores que afectan la protección diferencial	98
3.8.	Curva de daño a transformadores de potencia	99

4.	RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-787 PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	103
4.1.	Introducción	103
4.2.	Descripción general.....	103
4.2.1.	Protección diferencial de corriente.....	107
4.2.2.	Protección de sobrecorriente	107
4.2.3.	Protección para fallas restringida a tierra	108
4.2.4.	Entradas optoaisladas y contactos de salida programables.....	108
4.3.	Control y comunicaciones.....	109
4.3.1.	Interfaz serial	110
4.3.2.	Interfaz <i>Ethernet</i>	111
4.4.	<i>Hardware</i> del relé SEL- 787	114
4.5.	Características de monitoreo.....	116
4.5.1.	<i>Software</i> AcSELerator Quickset SEL-5030	116
4.5.2.	<i>Software</i> SynchroWAVE Event	122
4.5.3.	Análisis de eventos.....	123
4.5.4.	Reporte de eventos	124
4.5.5.	Registro Secuencial de Eventos (SER)	125
4.5.6.	Reporte histórico.....	127
4.6.	Especificaciones de funciones de corriente diferencial	128
4.7.	Especificaciones de funciones de sobrecorriente.....	130
4.7.1.	Ecuaciones de las curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente	131
4.8.	Niveles de acceso	136
5.	UNIDAD DE PRUEBAS OMICRON CMC-356	139
5.1.	Aspectos generales	139
5.2.	<i>Hardware</i> de la unidad de pruebas CMC 356.....	141

5.3.	Módulos en unidad de pruebas OMICRON CMC 356.....	148
5.3.1.	QuickCMC	149
5.3.2.	Ramping	153
5.3.3.	State Sequencer.....	156
5.3.4.	Overcurrent	159
5.3.5.	Differential	162
6.	PRUEBAS A CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA SEL-787 INSTALADO EN NUEVO ESQUEMA DE PROTECCIÓN EN PLANTA HIDROELÉCTRICA PALÍN II	167
6.1.	Introducción.....	167
6.2.	Plan de gestión e implementación del relevador de protección, incluyendo costos	168
6.2.1.	Materiales y equipos para esquema de protección de transformador de potencia.....	169
6.2.2.	Costo de materiales que conforman el tablero de protección de transformador de potencia	170
6.2.3.	Cronograma de actividades para implementación de nuevo tablero.....	172
6.2.4.	Diagrama unifilar de Planta Hidroeléctrica Palín II	174
6.2.5.	Supervisión de puesta en servicio de tablero nuevo de protección de transformador de potencia Planta Hidroeléctrica Palín II.....	175
6.3.	Diagrama de flujo con recolección de datos para la realización de pruebas de características a los esquemas de protección de transformadores de potencia	176
6.4.	Parametrización de los ajustes del relevador de protección de transformador de potencia SEL-787.....	178

6.4.1.	Cálculo de los ajustes de protección del transformador de potencia.....	179
6.4.1.1.	Elemento diferencial	180
6.4.1.2.	Elemento de sobrecorriente en el neutro 138kV (51NT)	183
6.4.1.3.	Protección de sobrecorriente para el lado de alta del Transformador de potencia (51H)	184
6.4.1.4.	Protección de sobrecorriente para el lado de baja del transformador 51L ...	185
6.4.1.5.	Protección de 3V0 para fallas a tierra en barra de 6,3kV	186
6.4.1.6.	Protección de fallo de interruptor para 138kV	187
6.4.1.7.	Protección de fallo de interruptor para 6,3kV	188
6.4.2.	Programación del relevador SEL-787	188
6.5.	Configuración de ajustes y módulos de prueba en la unidad de pruebas CMC356	197
6.6.	Pruebas a características de relevador SEL-787	243
6.7.	Informe final de pruebas y resultados.....	255
CONCLUSIONES		257
RECOMENDACIONES.....		259
BIBLIOGRAFÍA.....		261

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Líneas de flujo y área A.....	6
2.	Principio de inducción electromagnética	8
3.	Construcción de un transformador tipo núcleo	10
4.	Construcción de un transformador tipo acorazado.....	10
5.	Circuito magnético del transformador.....	13
6.	Sección transversal de núcleos de transformador tipo cruciforme	14
7.	Sección transversal de un devanado concéntrico	16
8.	Devanado aislado con papel <i>pressphan</i>	17
9.	Sección transversal de un devanado alternado	17
10.	Parte activa de transformador de potencia.....	18
11.	Aspectos constructivos de un transformador de potencia.....	24
12.	Enfriamiento de transformadores con radiadores	27
13.	Enfriamiento de transformador de potencia con aire y aceite forzado	28
14.	Depósito conservador de aceite (Tanque de expansión)	31
15.	Relé Buchholz y esquema de protección	32
16.	Aislador para transformadores de potencia.....	34
17.	Ejemplo de las características de una placa de transformador	35
18.	Indicador de temperatura del aceite Messko XK-2392.....	36
19.	Evolución de temperatura de devanado a través del tiempo.....	38
20.	Indicador de nivel de aceite magnético de Messko®	40
21.	Válvula de sobrepresión.....	41
22.	Válvula de alivio	41

23.	Cambiador de derivaciones trifásicos	44
24.	Transformador monofásico ideal.....	48
25.	Transformador real	52
26.	Transformador real con bobinas ideales en el núcleo.....	53
27.	Circuito equivalente del transformador real reducido al primario	57
28.	Circuito equivalente de transformador reducido al primario	59
29.	Circuito equivalente reflejado al primario	60
30.	Circuito equivalente de transformador referido al secundario	61
31.	Diagrama fasorial de transformador, operando con factor de potencia en retraso.....	62
32.	Diagrama fasorial de un transformador a) unitario y b) en adelanto	62
33.	Circuito magnético de un transformador trifásico.....	65
34.	Tipos de conexiones en transformadores trifásicos	66
35.	Índice horario en transformadores	67
36.	Transformador de corriente	80
37.	Transformador de potencial	84
38.	Característica de operación de relevador de sobrecorriente	91
39.	Características de operación de relevadores tipo demora.....	92
40.	Protección primaria con relevadores de sobrecorriente.....	93
41.	Diagrama de conexión de un relevador diferencial típico	96
42.	Característica de relevador diferencial con doble inclinación	97
43.	Curva de daño de transformador de potencia.....	101
44.	Diagrama de funciones del relevador SEL-787	106
45.	Conexión entre el relevador y PC	111
46.	Red de comunicación <i>Ethernet</i> simple.....	112
47.	Red de comunicación con conexión dual redundante	113
48.	Dimensiones del relé SEL-787	114
49.	Panel frontal del relevador	115
50.	Parte posterior y lado del relevador	115

51.	Pantalla principal <i>software</i> AcSELErator Quickset SEL-5030	117
52.	Parámetros de comunicación serial	119
53.	Parámetros de comunicación <i>Ethernet</i>	121
54.	Oscilografía y diagrama fasorial de evento registrado por relevador SEL	122
55.	Evento registrado en relevador de una Planta Hidroeléctrica	125
56.	SER de eventos de disparo registrados por un relevador SEL	126
57.	Reporte Histórico de Eventos (HIS)	127
58.	Característica diferencial de porcentaje con restricción	129
59.	Curva U2 inversa	132
60.	Curva U3 muy inversa.....	133
61.	Curva C1 clase A (Estándar inversa)	134
62.	Curva C2 clase B (Muy inversa).....	135
63.	Unidad de pruebas OMICRON CMC 356.....	139
64.	Test Universe 3.20	140
65.	<i>Hardware</i> Equipo de inyección OMICRON CMC 356	142
66.	Conexiones del panel posterior	143
67.	Datos técnicos de salidas de corriente de la unidad de pruebas OMICRON CMC 356.....	144
68.	Alimentación de CC (AUX DC).....	144
69.	Datos técnicos de salidas de tensión de la unidad de pruebas OMICRON CMC 356.....	145
70.	Conexión de la unidad de pruebas CMC 356 a la computadora	146
71.	Conexión de cables de prueba a equipo	147
72.	Conexión por medio de adaptador de terminal	147
73.	Señalización de correcta conexión del equipo de prueba OMICRON CMC 356	148
74.	Señalización de una incorrecta conexión del equipo de prueba OMICRON CMC 356.....	148

75.	Señalización de equipo de prueba OMICRON CMC 356 inyectando corrientes y voltajes	149
76.	Ventana del módulo QuickCMC.....	149
77.	Pestaña “ver” en el módulo QuickCMC.....	152
78.	Vista fasorial en el módulo QuickCMC.....	153
79.	Primera vista del módulo Ramping	154
80.	Pestaña Rampas en módulo de pruebas Ramping.....	154
81.	Detalle de pestaña <i>trigger</i>	157
82.	Módulo State Sequencer	158
83.	Conexión de unidad de pruebas con relevador de protección	159
84.	Módulo Overcurrent	159
85.	Configuración del <i>hardware</i> para prueba de sobrecorriente con una corriente secundaria de 5 amperios.....	160
86.	Conexión de cableado para prueba de sobrecorriente	161
87.	Salidas analógicas	161
88.	Cableado de la prueba.....	162
89.	Primera vista del módulo de prueba diferencial.....	163
90.	Diagrama de característica de operación	164
91.	Cableado entre relevador de protección y unidad de pruebas CMC356.....	165
92.	Diagrama unifilar Planta Hidroeléctrica Palín II.....	174
93.	Antes y después del tablero de protección de transformador de potencia	175
94.	Antes y después del tablero de protección de transformador de potencia	176
95.	Diagrama de flujo de pruebas a esquema de protección de transformador de potencia	177
96.	Placa característica de transformador de potencia instalado en la salida de generación de la Planta Hidroeléctrica Palín II	178

97.	Conexión de PC a relevador SEL-787	189
98.	Estado de conexión a relevador SEL-787	190
99.	Secuencia de fases correcta en Planta Hidroeléctrica Palín II	191
100.	Configuración de datos del transformador de potencia a proteger	192
101.	Configuración de datos del transformador de corriente en el neutro	192
102.	Configuración de protección diferencial	193
103.	Configuración de protección diferencial	193
104.	Elemento de sobrecorriente por protección de falla de interruptor en 138kV	194
105.	Configuración de protección de sobrecorriente en devanado de 6,3kV del transformador	195
106.	Configuración de protección de sobrecorriente en el devanado de 138kV del transformador	195
107.	Elemento residual de sobrecorriente.....	196
108.	Conectividad de unidad de pruebas y asociación de la misma a la PC	197
109.	Asociar dispositivo.....	198
110.	Nombre de las fases	199
111.	Ajustes por defecto.....	199
112.	Equipo en prueba a configurar	200
113.	Configuración de dispositivo en unidad CMC356.....	201
114.	Configuración del hardware global.....	202
115.	Configuración del <i>hardware</i>	202
116.	Salidas analógicas	203
117.	Entradas binarias	203
118.	Insertar módulo de prueba	204
119.	Configuración de prueba de cableado.....	205

120.	Insertar grupo nuevo.....	206
121.	Insertar documento de Word con el nombre de la función de protección a probar	206
122.	Nombre de la función de protección a probar en documento de Microsoft Word.....	207
123.	Pause module	207
124.	<i>Hardware</i> en módulo Ramping, devanado de 138kV.....	208
125.	Especificaciones de protección diferencial SEL-787.....	209
126.	Compensación de CT WnCTC	210
127.	Tiempo entre escalones.....	211
128.	Módulo de prueba <i>pickup</i> O87P fase A en devanado 138kV.....	212
129.	Configuración de módulos de prueba para las 3 fases en 138kV	213
130.	<i>Hardware</i> en módulo Ramping, devanado de 6,3kV.....	213
131.	Módulo de prueba <i>pickup</i> O87P fase A en devanado de 6,3kV.....	214
132.	Parámetros de función diferencial.....	215
133.	Información de transformadores de corriente	215
134.	Configuración del dispositivo	216
135.	Característica diferencial	217
136.	Programación de primera recta	219
137.	Programación de segunda recta.....	219
138.	Bloqueo del segundo armónico	220
139.	Bloqueo del quinto armónico	221
140.	Bloqueo del cuarto armónico	221
141.	Ajustes de <i>hardware</i> prueba de grafica diferencial	222
142.	Configuración general del módulo	223
143.	Configuración de prueba de búsqueda.....	224
144.	Pause module prueba 87U	224
145.	Prueba <i>Pickup</i> 87U	226
146.	Prueba <i>Pickup</i> 87U, devanado 6,3kV	227

147.	Plantilla de pruebas de diferencial	227
148.	Pestaña general bloqueo de armónicos	228
149.	Bloqueo por armónicos	229
150.	Ajustes bloqueo de segundo armónico	229
151.	Configuración 50 <i>Pickup</i> de fase 138kV.....	230
152.	Módulo Overcurrent.....	231
153.	Objeto de Overcurrent.....	231
154.	Configuración del <i>trigger</i>	232
155.	Ajustes de falta en módulo Overcurrent	232
156.	Puntos de prueba de sobrecorriente	233
157.	Módulo Ramping para <i>pickup</i> 51P 6,3kV	234
158.	Punto de prueba 51P	235
159.	Curva característica 51P	235
160.	Ajustes de módulo de Overcurrent.....	236
161.	Prueba a 51P devanado de 138kV	237
162.	Punto de prueba 51P para devanado de 138kV	238
163.	Curva característica 51P.....	238
164.	Ajustes de módulo de Overcurrent.....	239
165.	Prueba a 51P devanado de 138kV	240
166.	Punto de prueba 51P para devanado de 138kV	241
167.	Curva característica 51P.....	242
168.	Ajustes de módulo de Overcurrent.....	242
169.	Tablero de protección de transformador de potencia Planta Hidroeléctrica Palín II	243
170.	Esquema de protección de transformador de potencia	244
171.	Peinetas de pruebas	245
172.	Conexionado de CMC356 a bornera de pruebas	245
173.	Lectura de ajustes del relevador	246
174.	Ingreso a niveles de acceso del relevador	246

175.	Programación de salidas a cero.....	247
176.	Prueba de cableado correcta	248
177.	Configuración de OUT101 con <i>bit</i> de disparo 87	248
178.	Prueba correcta a <i>Pickup</i> 138kV	249
179.	Comenzar/Continuar todo.....	249
180.	Prueba correcta a <i>Pickup</i> U87 138kV.....	250
181.	Prueba correcta a <i>Pickup</i> 87U segundo armónico.....	250
182.	Prueba correcta a <i>Pickup</i> 50P devanado de 138kV	251
183.	Prueba correcta Overcurrent 50P devanado de 138kV	251
184.	Prueba correcta a <i>Pickup</i> 51P devanado de 6,3kV	252
185.	Prueba correcta Overcurrent 51P devanado de 6,3kV	252
186.	Prueba correcta a <i>Pickup</i> 51P devanado de 138kV	253
187.	Prueba correcta Overcurrent 51P devanado de 138kV	253
188.	Prueba correcta a <i>Pickup</i> 51P Neutro de 138kV	254
189.	Prueba correcta Overcurrent 51P neutro de 138kV.....	254
190.	Generación de reporte de pruebas	255

TABLAS

I.	Permeabilidad relativa	4
II.	Temperatura máxima de operación de materiales aislantes utilizados en transformadores de potencia	20
III.	Características de aceites de transformador	25
IV.	Designación del tipo de enfriamiento para transformadores.....	26
V.	Tipos de enfriamiento utilizados en transformadores.....	26
VI.	Tipos de enfriamiento en transformadores de potencia	29
VII.	Clases de enfriamiento para transformadores de tipo seco.....	30
VIII.	<i>Burdens</i> estándar para transformadores de corriente aplicados a protección con secundario de 5 amperios	82

IX.	Capacidades de sobrecorriente en transformadores según normas ANSI/IEEE.....	100
X.	Resumen de niveles de acceso a Relé SEL-787	136
XI.	Contraseñas de fábrica para acceso a niveles 1, 2 y C en relevador SEL-787	137
XII.	Materiales y equipos para esquema de protección de transformador de potencia.....	169
XIII.	Presupuesto estimado para materiales del tablero de protección.....	171
XIV.	Cronograma de actividades en puesta en servicio de nuevo tablero de protección de transformador de potencia en Planta Hidroeléctrica Palín II	173

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
θ	Ángulo medido entre corriente y voltaje
I	Corriente eléctrica
B	Densidad de flujo magnético
RTD	Detector de temperatura por resistencia
52A	Estado del interruptor
e_1	Fem inducida en el devanado primario
e_2	Fem inducida en el devanado secundario
Φ	Flujo magnético
ε	Fuerza electromotriz
Z	Impedancia
N	Número de vueltas de los arrollamientos
μ	Permeabilidad magnética
μ_0	Permeabilidad magnética del vacío
μ_r	Permeabilidad magnética relativa del material
P_{entr}	Potencia de entrada
P_{sal}	Potencia de salida
RTC	Relación de transformación de transformador de corriente
RTP	Relación de transformación de transformador de potencial
m	Relación de transformación
R	Resistencia
t_p	Tiempo de operación en segundos

V

Voltaje

GLOSARIO

ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares.
<i>Bit</i>	Unidad mínima de información que puede tener solo dos valores (cero o uno).
CMC356	Unidad de pruebas fabricada por OMICRON utilizada para la prueba de todo tipo de relevadores.
Corriente de <i>Inrush</i>	Corriente de magnetización presentada en la energización del Transformador de Potencia.
CT	Transformador de corriente.
CTR	Relación de transformación de transformadores de corriente.
Differential Module	Módulo de pruebas para verificar la correcta operación de la función diferencial del relevador.
<i>Harmonic</i>	Armónicos presentados en las señales de corriente y voltaje que mide el relevador.
IEEE	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.

OMICRON	Compañía que se encarga de desarrollar equipo de pruebas para sistemas de potencia.
Overcurrent Module	Módulo de pruebas para verificar la correcta operación de la función de sobrecorriente del relevador.
Peineta de pruebas	Dispositivo empleado para realizar inyecciones de voltaje y corrientes al esquema de protección.
<i>Pickup</i>	Valor umbral. Cuando se alcanza este valor la protección debe de actuar.
PT	Transformador de potencial.
PTR	Relación de transformación de transformadores de voltaje.
Ramping Module	Módulo de pruebas para verificar la correcta operación de los diferentes valores de <i>pickup</i> del relevador.
<i>Restraint</i>	Restricción.
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories.
SEL-787	Relevador de protección de Transformador de Potencia.
<i>Slope</i>	Pendiente de una recta.

State sequencer

Módulo de pruebas para simular diferentes estados de falla.

Trigger

Disparo.

RESUMEN

Por medio del presente trabajo de investigación se pretende dar a conocer el procedimiento efectuado para realizar pruebas de diagnóstico a los relevadores multifuncionales de protección de transformadores de potencia. Siendo estas pruebas de gran importancia para cumplir la función primordial de observar el comportamiento del relevador de protección y garantizar su correcto funcionamiento dentro del sistema en donde se encuentre el transformador a proteger.

Se describe la teoría base del transformador de potencia para informar al lector sobre la importancia de este elemento primario en las subestaciones y el principio de funcionamiento de este. Dando a conocer cada una de las posibles fallas que se puedan presentar en el sistema en donde se encuentre el transformador.

Asimismo, explicar cada una de las partes que componen el esquema de protección del transformador de potencia, detallando el principio de funcionamiento de cada elemento y su función dentro del esquema. Informando cuales deben ser las consideraciones para una operación optima de cada parte.

Debido a que el relevador es el encargado de proteger el transformador de potencia, se mostrará como analizar y garantizar el correcto funcionamiento de un relevador de transformador a través de un procedimiento de prueba, en el cual se pueda someter al relevador a valores de corriente y de voltaje controlados para poder observar su comportamiento.

Para ello, se utilizan maletas de pruebas especiales las cuales tienen la capacidad de inyectar los valores de tensión y corriente necesarios para la evaluación del correcto funcionamiento de los relevadores. Se utilizará la unidad CMC 356, que es el equipo utilizado para probar todos los tipos de relés de protección.

Como se podrá observar se analizará y detallará cada paso necesario para la configuración de los parámetros de la maleta CMC 356 a partir de los parámetros ya establecidos en los relés de protección, con el propósito de evaluar si los relevadores están accionando de forma correcta y en los tiempos ya programados.

Se presenta un procedimiento detallado de los diferentes pasos que se deben realizar; y así beneficiar principalmente a la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) del INDE y a muchos usuarios en el sector eléctrico guatemalteco al garantizar el correcto funcionamiento de los relevadores de protección en las diferentes aplicaciones que estos puedan tener en cada industria.

Finalmente se presentará una aplicación del procedimiento de parametrización del relevador, configuración de la maleta de pruebas y ejecución de las pruebas a un relevador multifuncional de transformador de potencia marca SEL.

OBJETIVOS

General

Desarrollar un procedimiento de pruebas a relevadores de transformador de potencia, con el uso de unidad OMICRON CMC 356, cumpliendo con las disposiciones administrativas de EGEE - INDE.

Específicos

1. Dar a conocer los aspectos generales de la operación de un relevador de protección de transformador de potencia.
2. Mostrar la parametrización de los relevadores de protección de transformador de potencia y como relacionarlo con la unidad de pruebas CMC 356.
3. Mostrar la parametrización de la unidad de pruebas CMC356, presentando las consideraciones técnicas y teóricas de cada una de las partes del procedimiento paso a paso.
4. Elaborar pruebas de diferencial de protección de sobrecorriente en el lado de alto voltaje, protección de sobrecorriente en el lado de bajo voltaje, bloqueo de armónicos y de sobrecorriente residual en el lado del neutro en 138kV.

5. Detallar cada una de las partes del procedimiento y su evaluación de los resultados obtenidos.
6. Elaborar el plan de gestión e implementación del relevador de protección, incluyendo costos.
7. Detallar el flujo de procedimiento a desarrollar, con métodos de recolección de datos y archivo.

INTRODUCCIÓN

Para proteger un sistema eléctrico de potencia y este trabaje en óptimas condiciones, es necesario que se encuentre funcionando correctamente con dispositivos de protección, para evitar incidentes eléctricos adversos producidos por las fallas que ocurran en el sistema.

Con este trabajo de graduación se pretende informar cada uno de los pasos que conforman un procedimiento de pruebas a esquemas de protección de transformadores de potencia con el uso de una maleta de pruebas OMICRON CMC 356. Y así facilitar la información de dicho proceso a la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y a la industria eléctrica guatemalteca en general.

Inicialmente, en los capítulos I y II se detallará toda la información relacionada con el transformador de potencia, que forma parte de los equipos primarios más importantes y costosos en un sistema eléctrico. Lo cual presenta la necesidad de proteger efectivamente el equipo ante las posibles fallas que se pudieran presentar.

Gracias a los avances en la tecnología en el área de electricidad, se han implementado distintas pruebas para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de protección digitales. Las pruebas eléctricas de diagnóstico a estos equipos se llevan a cabo con el uso de una unidad de pruebas. Permitiendo someter los equipos a diferentes valores de corriente y tensión, analizando los tiempos de actuación de los relevadores.

Es importante que los sistemas eléctricos de potencia tengan confiabilidad, continuidad y calidad de servicio por lo que se requiere también que cada una de las pruebas y procedimientos que sean realizados en cualquier tipo de máquina y equipo eléctrico estén basados en normas y procedimientos ya estandarizados. En el caso de Guatemala, el Administrador del Mercado Mayorista es el ente encargado de garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el País, por lo que emite las normas de coordinación y operación que definen el marco regulatorio de la operación del Mercado Mayorista del país.

Las pruebas realizadas en cada uno de los equipos de protección ubicados en las plantas generadoras del INDE, deben estar sustentadas en las normas de coordinación operativa que emite el AMM, las cuales serán fielmente estudiadas y cumplidas en el presente trabajo de graduación. Esto para poder garantizar al Instituto Nacional de Electrificación que las pruebas cumplirán con los estándares internacionales y nacionales.

Según la norma NCO – 04 del AMM se establece literalmente que el esquema de protección de los transformadores de potencia con una capacidad nominal superior a 5 MVA, deberán contar con relevador diferencial como protección principal. De la misma manera deberá contar con relevadores de respaldo por sobrecorriente para cada devanado, los cuales deberán ser independientes a la protección diferencial. Asimismo, especifica que deberá tener filtrado de corrientes armónicas de magnetización.

Por lo tanto, para cumplir con la norma NCO – 04 del AMM, se realizarán pruebas de protección diferencial como el mínimo de pruebas recomendado. Pruebas de diferencial, de sobrecorriente en alto y bajo voltaje como el ideal recomendado. Por último, un procedimiento con todas las pruebas incluye pruebas de diferencial, pruebas de filtrado de armónicos y pruebas de

sobrecorriente en el lado de alto y bajo voltaje. En este trabajo de graduación se especifica cómo hacer todas las pruebas.

Los transformadores de potencia a proteger son equipos trifásicos, que se encuentran en las subestaciones de las plantas de generación de Energía Eléctrica del INDE. Mismos que cuentan con un sistema de enfriamiento a base de aceite y representan uno de los activos primarios más importantes de la subestación con valores de 7MVA a 54MVA. Para ampliar la parte de la aplicación de los procedimientos, se realizará las pruebas específicamente al relevador SEL-787 (principal y de respaldo), correspondiente al transformador de potencia de la Planta Hidroeléctrica Palín II, ubicada en el departamento de Escuintla. En donde el transformador tiene una potencia nominal de 6800kVA y sistema de enfriamiento ONAN.

1. TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1.1. Introducción

El transformador es un dispositivo eléctrico sumamente útil en el área de la Ingeniería Eléctrica. Su funcionamiento es exclusivo en corriente alterna, e idealmente permite la conversión de energía eléctrica a cierto nivel de voltaje establecido en energía eléctrica de otro nivel de voltaje manteniendo constante la potencia (cabe mencionar que en la práctica existen pérdidas). Está construido con dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un material con propiedades ferromagnéticas. Un devanado del transformador se enlaza a una fuente de energía eléctrica y el segundo es el encargado de entregar dicha energía a las cargas.

El devanado que se conecta a la fuente de energía eléctrica alterna se conoce como devanado primario del transformador y el devanado conectado a las cargas se le conoce como devanado secundario del transformador. Dichas bobinas están conectadas eléctricamente, sin embargo, se encuentran acopladas a través de un flujo magnético variable con el tiempo. El devanado primario recibe la energía y la acopla al devanado secundario por medio de un campo magnético variable, por lo que los transformadores son capaces de transferir energía de un circuito a otro sin estar físicamente conectados.

Este tipo de máquina se encuentra en todo tipo de aplicación en nuestra vida cotidiana, la electricidad que utilizamos diariamente en nuestros hogares, trabajos o en cualquier tipo de establecimiento, es distribuida por medio de

transformadores que bajan el nivel de voltaje a valores prácticos que sirven para las aplicaciones modernas con las que se enfrenta el ser humano día a día.

En este capítulo se estudiarán las leyes físicas que se presentan en el funcionamiento de los transformadores y los elementos que lo componen, con el objetivo de informar y detallar su importancia, concentrándonos principalmente en los transformadores de potencia.

1.2. Conceptos básicos de un transformador

El transformador es una máquina eléctrica primaria que cumple la función de elevar o disminuir el voltaje alterno en un circuito, sin alterar la potencia.

1.2.1. Ley de Faraday

Michael Faraday demostró a través de un experimento que un campo magnético con características variables en el tiempo genera una fuerza electromotriz (fem), generando una corriente en un circuito cerrado. Una fuerza electromotriz básicamente es un voltaje generado en conductores que se mueven dentro de un campo magnético.¹

$$fem = -\frac{d\phi}{dt} \quad (1:1)$$

Donde:

fem = fuerza electromotriz (V), también se representa por e

$\frac{d\phi}{dt}$ = razón de cambio del flujo magnético con respecto al tiempo

¹ BÉLENDEZ, Augusto. *Faraday y la teoría electromagnética de la luz*. <https://www.bbvaopenmind.com/ciencia/grandes-personajes/faraday-y-la-teoria-electromagnetica-de-la-luz/>. Consulta: marzo de 2020.

La ecuación (1:1) implica una trayectoria cerrada. Se le llama flujo magnético al conjunto de líneas de fuerza que cruzan a través de una superficie cuyo perímetro sea una trayectoria cerrada, estando sometido a un campo magnético y $d\phi/dt$ es la razón de cambio de dicho flujo con respecto al tiempo.

El signo negativo revela que la fuerza electromotriz (fem) tiene una dirección tal que origina una corriente eléctrica, cuyo flujo, si se suma al flujo principal, reducirá el valor de la fem total. Significa que el voltaje inducido (fem) actúa para producir un flujo opuesto a toda variación de la corriente original que lo produjo, a este enunciado se le conoce como la Ley de Lenz. Si la trayectoria cerrada implica un componente formado por un hilo conductor aislado y arrollado N veces, es preciso considerar las vueltas como coincidentes y modificar la ecuación (1:1) de la siguiente forma.²

$$fem = -N \frac{d\phi}{dt} \quad (1:2)$$

El flujo ϕ es aquel que atraviesa cualquiera de las N trayectorias coincidentes. Por lo tanto, la Ley de Faraday es de suma importancia ya que describe la propiedad de los campos magnéticos que intervienen en la operación de los transformadores.

1.2.2. Densidad de flujo magnético

La cantidad de flujo magnético que atraviesa un área específica se le conoce como densidad de flujo magnético **B**. Siendo la magnitud física que representa al vector campo magnético, es creada o inducida por la intensidad de campo magnético **H** y se relacionan de la siguiente forma:

$$B = \mu H \quad (1:3)$$

² CHAPMAN, Stephen. *Máquinas Eléctricas*. p. 22.

B = vector densidad de flujo magnético (T)

H = vector Intensidad de flujo magnético (A.v/m)

μ = permeabilidad magnética del elemento al que se le está induciendo magnetismo (H/m)

La permeabilidad magnética del material que está siendo inducido magnéticamente será calculada por la multiplicación de la permeabilidad magnética del vacío ($\mu_0 = 4\pi * 10^{-7}$ H/m) y la permeabilidad relativa del material

$$\mu = \mu_0 * \mu_r \quad (1:4)$$

μ = permeabilidad magnética del material (H/m)

μ_0 = permeabilidad magnética del vacío (H/m)

μ_r = permeabilidad magnética relativa del material (adimensional)

Los valores de la permeabilidad relativa para ciertos materiales comúnmente utilizados se muestran en la tabla I.

Tabla I. **Permeabilidad relativa**

Material	Permeabilidad relativa, μ^*
Aluminio	1,000032
Cobre	0,9999902
Magnesio	1,000012
Nitrógeno	1,000000

Fuente: FLORES VIDAL, María. *Reflectividad en estructuras compuesto-metal*. p. 17.

1.2.3. Flujo magnético

Al conjunto de líneas de fuerza que atraviesan la superficie de un cuerpo sometido a la acción de un campo magnético se le denomina flujo magnético. Como se mencionó anteriormente, la densidad de flujo magnético B es la relación entre el flujo y el área (A) que atraviesa, entonces:

$$B = \frac{\phi}{A} \quad (1:5)$$

En la ecuación 1:5 se supone que las líneas del campo magnético son perpendiculares al área. Para mostrar una forma más general se tiene lo siguiente:

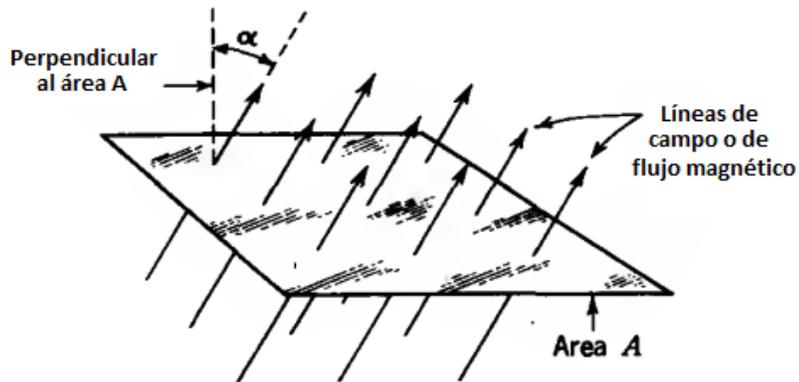
$$\phi = BA \cos \alpha \quad (1:6)$$

ϕ = flujo magnético a través del área (Wb)

B = magnitud de densidad de flujo magnético B (T)

α = ángulo entre la normal del área y la dirección de B

Figura 1. Líneas de flujo y área A



Fuente: KRAUS, John. *Electromagnetismo*. p. 168.

La unidad de medida del flujo magnético en el SI es el weber (Wb).

1.2.4. Fuerza electromotriz

La fuerza electromotriz o voltaje inducido (fem) es capaz de generar una corriente en un circuito cerrado o una diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito abierto. Su unidad de medida es la misma que la del voltaje (Volts), siendo el trabajo que realiza el generador para pasar por su interior la unidad de carga negativa desde el polo negativo al positivo, posteriormente se divide entre el valor de la carga en culombios: julios/culombio. Lo cual es equivalente a *Volts*.

Cuando esta unidad de carga circula por el circuito externo al generador, desde el polo positivo al negativo, se realiza un trabajo o consumo de energía (química, mecánica, eléctrica) para transportarla en su interior desde un punto de menor potencial a otro de mayor potencial.

Existe una relación con la diferencia de potencial entre los bornes del generador y su resistencia interna, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\mathcal{E} = V + Ir \quad (1:7)$$

\mathcal{E} = fuerza electromotriz (V)

V = diferencia de potencial entre los bornes del generador (V)

Ir = representa la caída de tensión que se produce en el interior del generador debido a la resistencia interna al paso de corriente (V)

La fuerza electromotriz inducida, descrita en la sección relacionada con la Ley de Faraday, para un circuito cerrado se define como la variación del flujo inducido ϕ del campo magnético que lo atraviesa en la unidad de tiempo. A esta ley se le añade el signo negativo, indicando que el sentido de la fem inducida es tal que se opone a la fuerza que lo produce, obteniendo lo siguiente:

$$fem = -\frac{d\phi}{dt} \quad (1:8)$$

Al procedimiento de agregar el signo negativo en la fórmula 1:8 se le conoce como Ley de Lenz.

1.2.5. Inducción electromagnética

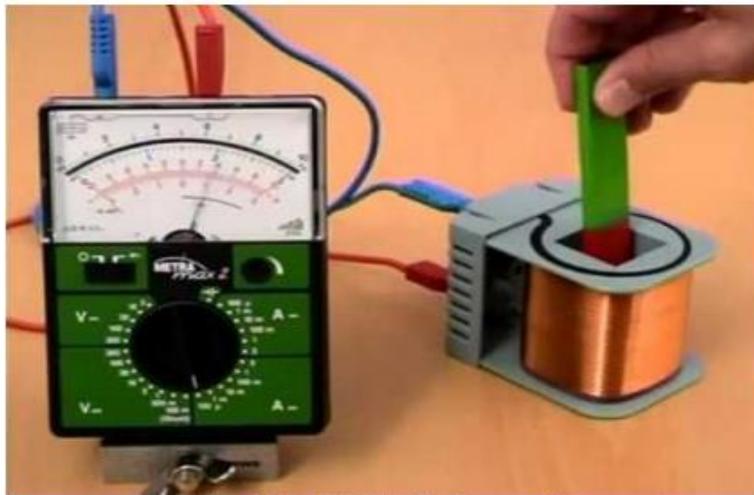
La inducción electromagnética es el fenómeno por medio del cual se obtiene energía eléctrica a partir de variaciones de flujo magnético. Michael Faraday realizó experimentos para comprobar que un campo magnético variable puede producir una corriente eléctrica y por lo tanto una diferencia de potencial. Dicha

diferencia de potencial será directamente proporcional a la razón de cambio del flujo magnético con respecto al tiempo.

Cuando se aplica corriente eléctrica a un alambre enrollado alrededor de un núcleo con propiedades favorables al paso del flujo magnético, como lo son los materiales ferromagnéticos, se produce un campo magnético variable internamente dentro de dicho núcleo.

El principio de inducción electromagnética se puede comprender fácilmente por medio del análisis de la figura 2, mostrada a continuación.

Figura 2. **Principio de inducción electromagnética**



Fuente: BRASILIO, María; ROBLEDO, Jorge; SOTO, Gustavo. *Descripción técnica del procedimiento Normativos para efectuar el Mantenimiento Preventivo a Transformadores de Distribución*. p. 13.

Con este experimento se puede demostrar el voltaje inducido en la bobina que surge por la variación del imán permanente, moviéndose de forma alterna hacia adentro y hacia afuera de la bobina.

Si el imán permanente en la figura 2 se mueve hacia afuera de la bobina el campo magnético se debilita y cuando se mueve hacia adentro de la bobina el campo magnético se hace intenso, generando una tensión en las terminales medidas por el voltímetro. Asimismo, si el imán permanente se introduce en la bobina, pero no se mueve, no existirá variación del campo magnético y no se genera tensión inducida.

Es importante mencionar que, si no se genera un movimiento del imán permanente dentro de la bobina, no se producirá un voltaje. Esta es la demostración experimental de los fenómenos electromagnéticos correspondientes a una de las leyes básicas de la electricidad mencionada anteriormente, conocida como la Ley de Faraday.

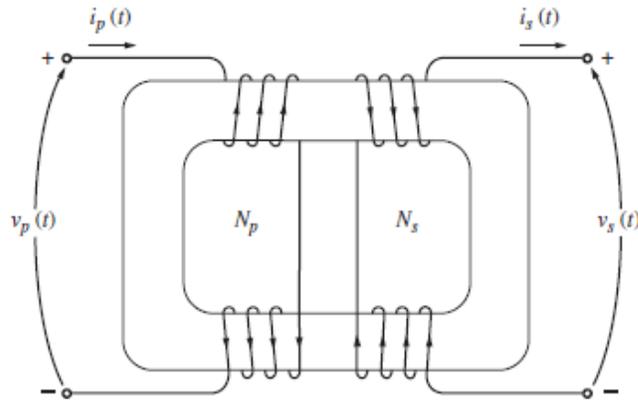
1.3. Construcción de transformadores de potencia

El diseño y construcción de los transformadores de potencia constituye una parte esencial en el buen rendimiento de un circuito eléctrico.

1.3.1. Tipos de construcción

Los transformadores de potencia pueden ser construidos de dos maneras. El primer tipo de transformador es llamado tipo núcleo y está constituido por una pieza laminada, de acero, rectangular, con bobinados enrollados sobre dos lados de la pieza rectangular. En la figura 3 se muestra la construcción de este tipo de transformador.

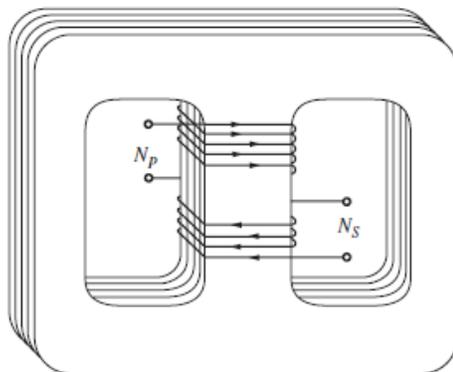
Figura 3. **Construcción de un transformador tipo núcleo**



Fuente: CHAPMAN, Stephen. *Máquinas Eléctricas*. p. 50.

El segundo tipo de transformador se compone de un núcleo laminado nuevamente, pero formado de tres columnas, cuyas bobinas están enrolladas en la columna del centro. A este tipo de construcción se le denomina transformador tipo acorazado y se muestra en la figura 4 a continuación.

Figura 4. **Construcción de un transformador tipo acorazado**



Fuente: CHAPMAN, Stephen. *Máquinas Eléctricas*. p. 51.

En este tipo de transformador las espiras quedan más sujetas, es de construcción más sencilla y se adapta mucho mejor a los potenciales altos, ya que la superficie que debe aislarse es menor. Es por ello que es el transformador más utilizado en la práctica (exceptuando transformadores monofásicos de baja potencia y tensión).

Para la construcción del núcleo de los transformadores se utilizan láminas delgadas apiladas unas sobre otras, pero aisladas eléctricamente, con el objetivo de minimizar las corrientes parasitas en el núcleo.

En un transformador físico los devanados primario y secundario se encuentran en la misma columna envueltos uno sobre el otro, con el devanado de baja tensión posicionado más cercano al núcleo. Esto con el objetivo de facilitar el aislamiento del devanado de alta tensión cuando sea necesario y también para una menor producción de flujo disperso, el cual se exhibe de manera mucho más significativa en caso de separar los dos devanados en el núcleo.

Los transformadores de potencia tienen diferentes nombres según su aplicación y a continuación se detallan cada uno:

- Transformador de unidad: también es comúnmente llamado transformador elevador, se les llama así a los transformadores que se encuentran a la salida de un generador con el objetivo de aumentar su voltaje a niveles de transmisión.
- Transformador de subestación: también es comúnmente llamado transformador reductor y se encuentran al final de las líneas de

transmisión, con el objetivo de reducir el voltaje de niveles de transmisión a niveles de distribución.

- Transformador de distribución: se le llama así al transformador que toma el voltaje de distribución y lo disminuye a baja tensión para el usuario.

1.3.2. Principales aspectos constructivos

Para poder conocer el funcionamiento teórico interno de un transformador de potencia se necesita conocer que lo constituye físicamente.

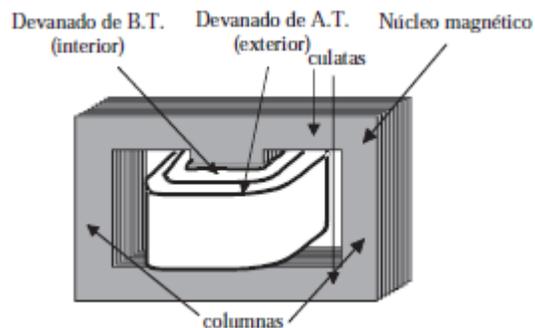
1.3.2.1. Núcleo

Se llama núcleo del transformador a la estructura ferromagnética que conforma su circuito magnético, cuyo propósito principal es transportar el flujo magnético en su interior. Constituido por chapas de acero al silicio (alrededor de 4 %), llamadas comúnmente laminaciones magnéticas. Normalmente laminadas en frío (grano orientado), las cuales han sido sometidas a un proceso químico para adquirir una capa aislante muy delgada de aproximadamente 0,01 mm, ayudando a reducir significativamente las pérdidas en el hierro causadas por la histéresis o corrientes parásitas.

Para transformadores de gran potencia se usan laminaciones de cristal orientado, cuyo espesor es de algunos milímetros y contiene entre 3 % y 4 % de silicio. Inicialmente se obtiene de material laminado en caliente, después laminado en frío y por último se le realiza un tratamiento térmico final a la superficie de estas. Este tipo de laminaciones presentan propiedades magnéticas mejores que la laminación de acero al silicio usada para otro tipo de transformadores.

Como lo muestra la figura 5, el circuito magnético o núcleo está conformado por las columnas, que es donde se montan los devanados y por las culatas que es la unión entre las columnas. A los espacios por donde pasan los devanados que se encuentran entre las columnas y las culatas, se les denomina ventanas de núcleo.

Figura 5. **Circuito magnético del transformador**



Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 183.

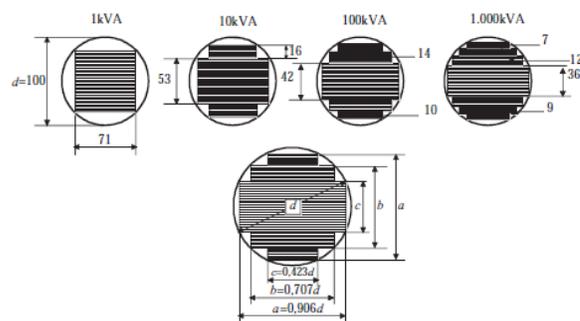
Los núcleos magnéticos son construidos de tal forma que sean desmontables para facilitar el proceso cuando sea necesario realizar mantenimientos. Se le denomina juntas a las uniones de las columnas con las culatas, las cuales deben tener un espesor reducido con el propósito de disminuir la reluctancia del circuito magnético o sea la resistencia que el circuito magnético ofrece al paso del flujo magnético.

Para transformadores de gran potencia, en las laminaciones que componen las columnas, se hacen agujeros en los que se colocan tornillos pasantes. Los cuales se aíslan con tubos de papel, cartón o baquelita y se sujetan a las tuercas con roldanas aislantes.

Para los transformadores pequeños (1KVA) las secciones transversales que presentan las columnas de los núcleos se construyen de forma cuadrada. Sin embargo, para obtener un mejor uso del área interior de los devanados, la sección transversal de cada columna tiene perfil de un polígono escalonado, con una cantidad de escalones mayor en tanto sea más elevada la potencia del transformador. A este tipo de configuración se le conoce como cruciforme.

A continuación, en la figura 6 se muestran algunos ejemplos típicos de configuración cruciforme, con el valor de su respectiva potencia para cada caso.

Figura 6. **Sección transversal de núcleos de transformador tipo cruciforme**



Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 184.

Esto se hace con el objetivo de aproximar a una forma circular la sección transversal de las columnas de los transformadores para aprovechar mejor el área interna de los devanados, los cuales se construyen de forma circular. Asimismo, al construir los devanados en esta forma se presentan beneficios económicos y es de gran ayuda en el equilibrio de esfuerzos electrodinámicos que se puedan presentar entre los conductores.

1.3.2.2. Devanados

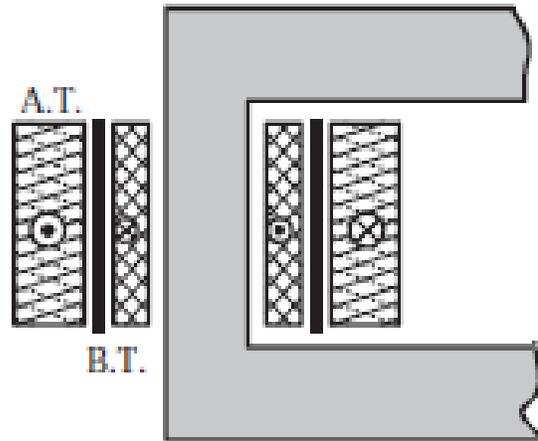
Conforman el circuito eléctrico del transformador y son realizados por conductores de cobre recubiertos por una capa aislante que puede ser barniz, fibra de algodón o cinta de papel. El transformador consta de dos devanados; el devanado primario (se encuentra conectado a la fuente de energía) y el devanado secundario (conectado a la carga).

Son contruidos básicamente con materiales como cobre y aluminio. En donde los devanados de baja tensión constan de una sola espiral de conductor redondo, debido a que fluye mayor corriente eléctrica. Mientras que los devanados de alto voltaje son contruidos mediante numerosas espiras de conductor circular, debido a que la corriente que fluirá sobre este es relativamente pequeña.

El devanado primario se encuentra conectado a la fuente de energía y recibe la energía alterna que se quiere aumentar o disminuir, esto con el objetivo principal de crear el flujo magnético alterno en el interior del núcleo. Posteriormente, dicho flujo magnético induce una fuerza electromotriz en los devanados secundarios del transformador, transfiriendo potencia eléctrica desde el primario al secundario mediante el principio de inducción electromagnética.

Los devanados pueden ser concéntricos o alternados, dependiendo de la disposición relativa entre los arrollamientos de alta y baja tensión. En la figura 7 se muestra la sección transversal de la construcción de devanados concéntricos.

Figura 7. **Sección transversal de un devanado concéntrico**



Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 186.

En este tipo de devanados, las bobinas poseen forma de cilindros coaxiales, en donde la bobina de baja tensión se coloca más cercana al núcleo. En medio de ambos bobinados se intercala un cilindro de material aislante como cartón o papel baquelizado.

Ambos devanados están diseñados con canales de refrigeración para la libre circulación del aceite y muchas veces se encuentran constituidos con papel tipo *pressphan*, recubierto con resina epóxica termoestable que pega íntegramente el papel al cobre del devanado. Gracias a este proceso se forma un conjunto muy resistente a desplazamientos, lo cual permite después de haberse secado, obtener una adecuada resistencia al cortocircuito.

En la figura 8 se muestra este tipo de procedimiento aplicado a los transformadores de potencia.

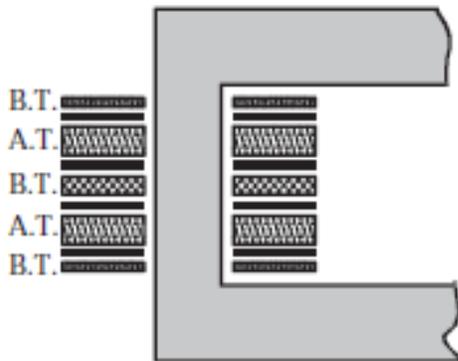
Figura 8. **Devanado aislado con papel *pressphan***



Fuente: VEGA, Sergio. *Manual de operación para montaje, pruebas y puesta en servicio de transformadores trifásicos de alta tensión de 100 a 450MVA.* p. 27.

En la figura 9 se muestra físicamente el devanado alternado, en este tipo de devanados los arrollamientos se subdividen en secciones, sucediéndose los devanados de alta y baja tensión alternativamente a lo largo de la columna. Esto se hace con el propósito de disminuir el flujo de dispersión.

Figura 9. **Sección transversal de un devanado alternado**



Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas.* p. 186.

1.3.2.3. Parte activa del transformador

El núcleo del transformador y los devanados se encuentran unidos a través de una estructura y juntos forman la parte activa del transformador. Este conjunto se encuentra inmobilizado dentro del tanque del transformador, con el propósito de evitar que las vibraciones producidas durante el transporte, esfuerzos mecánicos ocasionados por cortocircuitos y todo tipo de condiciones adversas lo afecten, desajusten o deformen las bobinas.

Figura 10. Parte activa de transformador de potencia



Fuente: VEGA, Sergio. *Manual de operación para montaje, pruebas y puesta en servicio de transformadores trifásicos de alta tensión de 100 a 450MVA*. p. 28.

En ciertos transformadores, la parte activa esta fija a la tapa del transformador y el conjunto se apoya en el fondo del tanque, inmobilizándose por medio de una escuadra de guías.

1.3.2.4. Materiales aislantes

Los materiales aislantes proporcionan la separación dieléctrica entre dos elementos conductores que están a diferente potencial, por ejemplo, en los devanados del transformador de potencia. Los sistemas o estructuras aislantes consisten en su mayoría de la combinación de papel, aceite mineral y cartón comprimido. La combinación de aceite y papel es mayormente recomendable debido a que presenta propiedades dieléctricas superiores a cualquiera de las dos en forma separada.

Los materiales aislantes más comunes se clasifican entre sólidos o líquidos, como se muestra a continuación:

- Aislamiento principal: son aquellos medios aislantes que proporcionan la separación dieléctrica entre los devanados de una misma fase o entre devanados y tierra.
- Aislamiento menor: este tipo de aislamiento proporcionan la separación entre vueltas o espiras adyacentes de una bobina.
- Aislamiento entre fases: logra la separación física entre devanados de diferente fase.

El sistema de aislamiento de un transformador está conformado por papel con propiedades aislantes impregnado en aceite con una rigidez dieléctrica muy elevada. Otros materiales comúnmente utilizados son la porcelana, la resina epóxica con fibra de vidrio, la madera y aceites sintéticos. Recientemente se han estado utilizando productos aislantes como el hexafluoruro de azufre y los aceites vegetales.

Para clasificar los materiales aislantes se analizan sus características térmicas y se utilizan letras del abecedario para asociarlas con el nivel de temperatura máximo al que pueden ser sometidos sin perder sus propiedades aislantes como se muestra en la tabla II.

Tabla II. **Temperatura máxima de operación de materiales aislantes utilizados en transformadores de potencia**

Clase de Aislamiento	Máxima temperatura de operación (°C)
Y	90
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia, TOMO 1.* p. 24.

Existen ciertas condiciones externas que afectan el comportamiento de los aislantes y reducen su vida útil como el efecto corona, la temperatura, la humedad, los esfuerzos dieléctricos, la contaminación química y los esfuerzos mecánicos.

Cuando los materiales sufren un deterioro progresivo, los aislamientos generan gases que pueden dar lugar a la existencia de descargas parciales y provocar fallos a largo plazo. Para ello se realizan pruebas a los aislamientos para confirmar la integridad y buen funcionamiento del sistema de aislamiento del transformador.

Como ya se mencionó, el estado de la unión aislante aceite-papel determinará la vida útil del transformador y se deben de tomar en cuenta las siguientes condiciones para su selección:

- Tipo de fabricación del transformador: de tipo columna o acorazado.
- Aplicación y espacio de operación: potencia, uso en intemperie o en interiores, si es elevador o reductor.
- Elevación de la temperatura y el tipo de sistema de enfriamiento: con aire forzado, inmerso en aceite, con respiración a la atmosfera por medio de desecador de aire o con tanque conservador. (El tipo de enfriamiento se verá en la siguiente sección).
- Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL): este valor está dado en función del nivel de tensión en el que opera cada uno de los devanados.

1.3.2.4.1. Aislamientos sólidos

El papel y el *pressboard* son los materiales sólidos más utilizados como aislamiento en los transformadores de potencia en la actualidad. Algunos de los materiales utilizados en sistemas aislantes también son:

- Cartón prensado (*pressboard*), soportes de madera de altas densidades impregnados con resina sintética y cartón *kraft*.
- Revestimientos de barniz.
- Papel manila o papel pescado.

- Soportes de madera maple y de resina epóxica con fibra de vidrio.
- Papel *kraft* y papel crepé.
- Placas estáticas aislantes.

1.3.2.4.2. Aislamientos líquidos

El otro tipo de aislamiento que se encuentra dentro de los transformadores de potencia es el aceite. Es un componente muy importante en el sistema de aislamiento y debe de tener un bajo factor de potencia, una rigidez dieléctrica alta, estabilidad física y química e idealmente un bajo costo. Se trabaja con dos tipos de aceites aislantes, los derivados del petróleo y los que son sintéticos.

Los aceites sintéticos son compuestos no flamables, los cuales pueden ser descompuestos por arqueo eléctrico produciendo mezclas gaseosas, son difíciles de destruir y muy estables, también se consideran contaminantes ambientales y tóxicos. Los más comunes son el tricloro difenil, pentacloro difenil y el triclorobenceno. Este tipo de aceites están prohibidos.

1.3.2.5. Sistemas de refrigeración

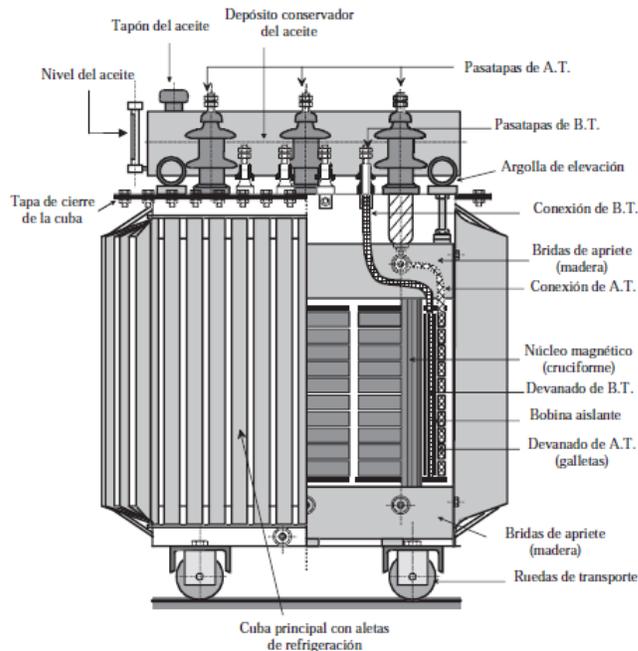
En las máquinas eléctricas existen pérdidas de energía que se manifiestan en forma de calor y que contribuyen al calentamiento de sus componentes. Es por eso que es muy importante dotar a los transformadores de potencia de un sistema de refrigeración óptimo, para poder mitigar los efectos dañinos que este fenómeno causaría a nuestro transformador.

Cuando los transformadores en cuestión son diseñados para potencias pequeñas, la evacuación de calor para evitar dañar las propiedades del aislamiento se logra por medio de la superficie externa de la máquina, a este tipo de conformación se le denomina transformadores en seco. Para transformadores de gran potencia se emplea como medio refrigerante el aceite, debido a que la cantidad de energía disipada en forma de calor es más significativa.

La parte activa (devanados y núcleo) de estos transformadores se introduce en una cuba de aceite mineral, logrando la eliminación natural del calor acumulado por medio de radiación y convección natural. Debido a que el comportamiento del aceite mineral ante condiciones adversas como altas temperaturas o la humedad es su disminución de propiedades refrigerantes y aislantes, se le agregan productos químicos inhibidores para atenuar este efecto. Asimismo, a la cuba se le adiciona un depósito de expansión o conservador de aceite colocado en la parte superior del transformador, como en la figura 11.

La función principal de dicho tanque de expansión es el de absorber las dilataciones que sufre el aceite al calentarse. Cuando el transformador llega a enfriarse, el aire penetra en él (comúnmente se dice que el transformador respira). Sin embargo, este aire arrastra humedad, que posteriormente es absorbida por el aceite. Lo cual se arregla colocando un desecador en la entrada.

Figura 11. Aspectos constructivos de un transformador de potencia



Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 187.

En los transformadores de gran potencia se ha utilizado de forma exitosa el aceite mineral para actuar como refrigerante y aislante, sin embargo, dicho aceite tiene dos inconvenientes a conocer, que son los siguientes:

- Es inflamable.
- Los vapores que genera, en ciertas condiciones forman con el aire mezclas explosivas.

Debido a estas características del aceite mineral, su uso está prohibido en ciertos locales y ambientes. Se han descubierto aceites de siliconas, que son buenos aislantes y refrigerantes con poco impacto ambiental.

En la tabla III se muestran las propiedades de los principales aceites utilizados en la construcción de transformadores y se comparan con las propiedades del aire.

Tabla III. **Características de aceites de transformador**

Denominación	Densidad (kg/m ³)	Conductividad térmica (W/m °C)	Permitividad dieléctrica relativa	Rigidez dieléctrica (kV/cm)
Hidrocarburos puros (aceite de trafo)	900	0,16	2,2	200
Pyralenos	1,820	0,01	4,5	290
Aceite de silicio	960	0,15	2,56	200 a 300
Aire	1,293	0,024	1	32

Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 188.

1.3.2.5.1. **Clases de enfriamiento para transformadores de potencia sumergido en aceite**

Según las normas IEC, que es la Comisión Electrotécnica Internacional, el tipo de refrigeración de un transformador se designa por cuatro letras. Las primeras dos se asocian al tipo de refrigerante en el que están sumergidos los arrollamientos y a la forma de su circulación. Mientras que las otras dos letras se asignan al refrigerante en contacto con el sistema de refrigeración externo del transformador y a su modo de circulación.

Es por esto que la selección de un sistema de enfriamiento adecuado determinará la vida útil y la capacidad del equipo. Los métodos de refrigeramiento

para transformadores sumergidos en líquido aislante se clasifican según la tabla IV.

Tabla IV. **Designación del tipo de enfriamiento para transformadores**

1^{ra} letra	2^{da} letra	3^{ra} letra	4^{ta} letra
Medio	Mecanismo	Medio	Mecanismo
Indica el medio de enfriamiento en contacto con los devanados.		Indica el medio de enfriamiento externo.	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia, TOMO 1. p. 53.*

Los diversos tipos de enfriamiento que existen para los transformadores sumergidos en líquidos tienen la siguiente clasificación mostrada en la tabla V.

Tabla V. **Tipos de enfriamiento utilizados en transformadores**

		Código	Descripción
		1^{ra} Letra (Medio)	O
K	Líquido con punto de inflamación > 300°C		
L	Líquido sin punto de inflamación de medición		
Interno	2^{da} Letra (Mecanismo)	N	Convección natural a través de equipo de disipación y devanados
		F	Circulación forzada a través de equipo de disipación, convección natural en devanados

Continuación de la tabla V.

Interno	2 ^{da} Letra (Mecanismo)	Código	Descripción
		D	Circulación forzada a través de equipo de disipación, flujo dirigido en devanados <i>principals</i>
Externo	3 ^{ra} Letra (Medio)	A	Aire
		W	Agua
	4 ^{ta} Letra (Mecanismo)	N	Convección natural
		F	Circulación forzada

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia, TOMO 1. p. 53.*

Los transformadores de baja potencia (hasta 200KVA), se usa como mínimo el aceite como medio refrigerante. Sin embargo, para transformadores de mayores potencias se añaden radiadores externos como se muestra en la figura 12.

Figura 12. **Enfriamiento de transformadores con radiadores**



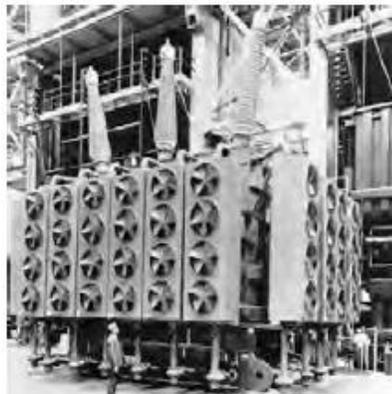
Fuente: VEGA, Sergio. *Manual de operación para montaje, pruebas y puesta en servicio de transformadores trifásicos de alta tensión de 100 a 450MVA. p. 29.*

Cuando se trata de potencias mayores, se ingresa aire sobre los radiadores por medio del uso de ventiladores como lo muestra la figura 13. Cuando los transformadores son de potencias en el orden de los MVA se puede realizar el proceso de refrigeración por medio de un intercambiador de calor aceite-agua, lo cual es un procedimiento de refrigeración muy costoso pero muy eficiente.

Generalmente, un transformador cuenta con más de un rango de potencia. Lo que significa que un transformador por convección natural logra disipar el calor con uno o dos rangos de potencia para los cuales fue diseñado. Cuando se integran ventiladores se tendrá una disipación adicional de calor y, por lo tanto, una potencia de operación adicional.

El transformador de la figura 13, es un transformador trifásico elevador, tipo FOA de 1300 MVA, instalado en una planta de energía nuclear, es una de las unidades más grandes alguna vez construidas.

Figura 13. **Enfriamiento de transformador de potencia con aire y aceite forzado**



Fuente: WILDI, Theodore. *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*. p. 209.

Las bombas que hacen que circule el aceite forzado hacia el transformador se encuentran justo debajo de los ventiladores de enfriamiento.

La temperatura se debe mantener baja para preservar la calidad del aceite, por lo que cada transformador debe de tener un tipo de refrigeramiento de acuerdo con su potencia de operación. Los tipos de enfriamiento existentes se muestran en la tabla VI. Cabe mencionar que han surgido cambios en las designaciones de los tipos de enfriamientos a lo largo del tiempo. Es por eso que en la siguiente tabla se presenta la designación anterior y la actual

Tabla VI. **Tipos de enfriamiento en transformadores de potencia**

Tipo de enfriamiento		Descripción
Designación anterior	Designación actual	
OA	ONAN	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento natural
OA/FA	ONAN/ONAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado
OA/FOA/FOA	ONAN/ODAF/ODAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural/ aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aire forzado
FOA	OFAF	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado
OW	ONWN	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua
FOW	OFWF	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia*, TOMO 1. p. 54.

1.3.2.5.2. Clases de enfriamiento para transformadores de potencia tipo seco

Los transformadores de tipo seco, cuentan con un medio refrigerante distinto a los transformadores sumergidos en aceite. Estos transformadores son diseñados para potencias pequeñas, el proceso de evacuación de calor para evitar daños a las propiedades del aislamiento se logra por medio de la superficie externa de la máquina. En 1980 se inició con un sistema de construcción nuevo para transformadores encapsulados en resina epoxi y son ideales para instalaciones que requieren gran seguridad como hospitales y fábricas de productos combustibles. En la tabla VII se muestran sus clases de enfriamiento

Tabla VII. **Clases de enfriamiento para transformadores de tipo seco**

Clase de aislamiento	Designación IEEE-C57.12.01	Designación IEC-76-2
Ventilado con enfriamiento por circulación natural de aire	AA	AN
Ventilado con enfriamiento por circulación forzada de aire	AFA	AF
Ventilado con enfriamiento por circulación natural de aire/con circulación forzada de aire	AA/FA	ANAF
Sin ventilación con enfriamiento	ANV	ANAN
Tanque sellado herméticamente con enfriamiento por circulación natural de aire	GA	GNAN

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia*, TOMO 1. p. 54.

1.3.2.6. Depósito conservador del aceite

La finalidad del depósito conservador de aceite (o tanque de expansión) es absorber la expansión térmica del aceite, la cual es producida al incrementar la temperatura en el tanque del transformador, originada por el aumento de carga o por la temperatura ambiente en la que se encuentre. La capacidad del tanque debe estar entre el 10 % y el 20 % del contenido del tanque principal. Asimismo, garantiza que la cuba estará totalmente llena de aceite. El depósito conservador de aceite se muestra en las partes del transformador mostrado en la figura 11, sin embargo, con el fin de mostrar su constitución física en un transformador real se presenta en la figura 14.

Figura 14. Depósito conservador de aceite (tanque de expansión)



Fuente: VEGA, Sergio. *Manual de operación para montaje, pruebas y puesta en servicio de transformadores trifásicos de alta tensión de 100 a 450MVA.* p. 31.

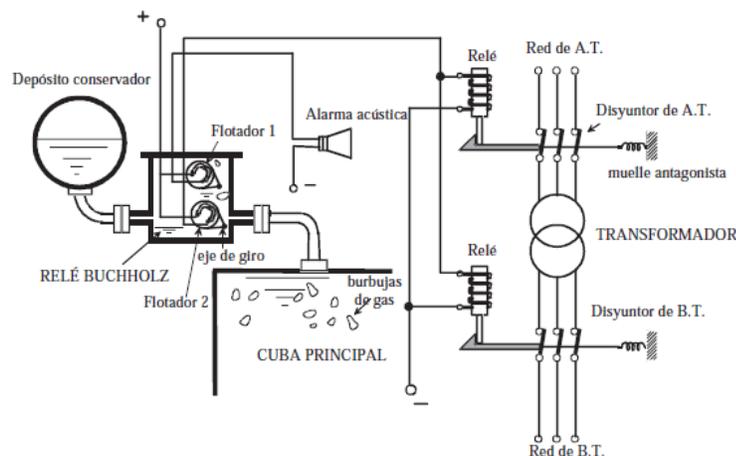
La posición del tanque puede ser transversal, y la comunicación con el tanque principal se logra por medio de un tubo de sección circular soldado a la tapa, permitiendo incorporar un relé Buchholz. Si la posición es longitudinal se

hace a través de dos tubos que sostienen el tanque conservador, pero no se puede incorporar un relé Buchholz.

1.3.2.7. Relé Buchholz

Es un elemento que se encuentra en los transformadores de gran potencia, también denominado relé de gas. Se instala en el tubo que une el depósito de expansión con la cuba principal y actúa por el movimiento en su interior del vapor de aceite procedente de un calentamiento irregular del transformador, haciendo funcionar un sistema integrado por dos flotadores que son condicionantes de un circuito de alarma y un circuito de relés que controlan el disparo de los disyuntores de entrada y salida del transformador como se muestra en la figura 15.

Figura 15. Relé Buchholz y esquema de protección



Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 187.

El primer flotador es sensible a sobrecargas ligeras y el segundo a sobrecargas elevadas.

1.3.2.8. Aisladores pasatapas (*bushings*)

Los elementos que cumplen la función de realizar la conexión física entre la red eléctrica y los devanados del transformador se les llama aisladores pasantes (pasatapas) de porcelana, rellenos de aire o aceite. Los tipos básicos de construcción son:

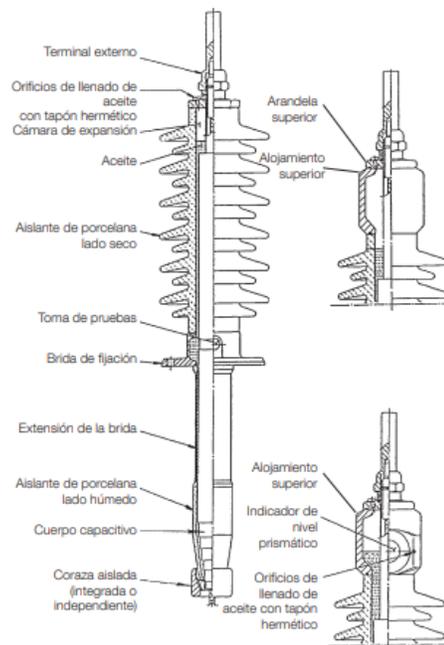
- Papel devanado con resina
- De tipo capacitivo
- Papel impregnado con aceite
- De aislamiento sólido
- Con sistema de aislamiento papel-aceite
- Papel impregnado con resina
- Compuesto por envoltentes de porcelana

En altas tensiones muchas veces se genera un campo eléctrico muy elevado entre el conductor y el borde del orificio en la tapa superior de la cuba, entonces para evitar el daño del aislador, éste se construye con una serie de cilindros que rodean el borne metálico como se muestra en la figura 16.

Todos los pasatapas o *bushings* se construyen de acuerdo con las normas DIN, ASA Y NEMA. Los pasatapas de alta y baja tensión en un transformador se diferencian según su altura, siendo más altos si la tensión para la cual fueron

diseñados es mayor. Es importante saber que a estos elementos se les debe de realizar pruebas e inspecciones periódicamente para detectar su condición optima, que podría ser afectada debido al envejecimiento u otros problemas. Estas pruebas son de factor de potencia a frecuencia de línea y capacitancia, así como termografía infrarroja.

Figura 16. **Aislador para transformadores de potencia**



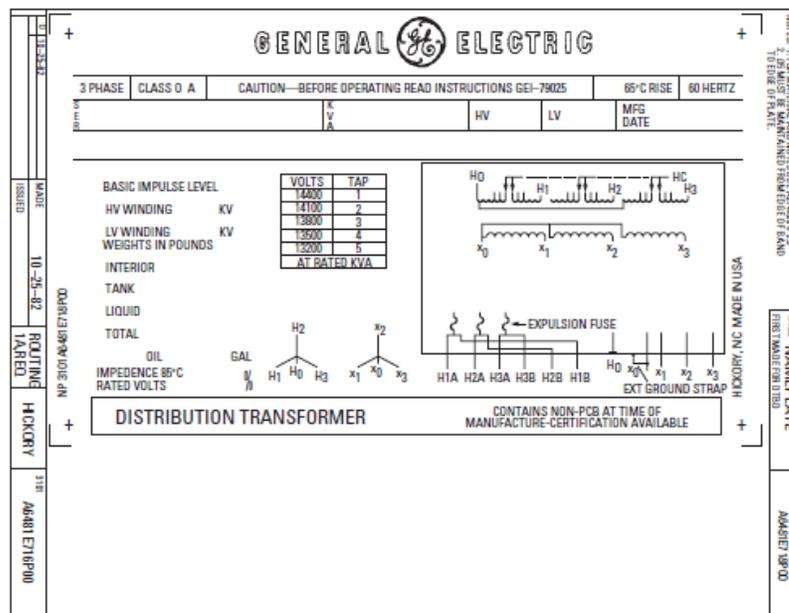
Fuente: ABB. *Aisladores para transformadores, tipo GOB, guía técnica.* p. 4.

1.3.2.9. Placa de características

La placa de características de un transformador de potencia es una lámina metálica serigrafiada que incluye información acerca del voltaje nominal, los kilovoltsamperes nominales, la frecuencia nominal, la impedancia en serie por unidad del transformador, el voltaje nominal para cada toma en el transformador

y su esquema de cableado. Cumpliendo con norma ASTM-304 (o equivalente), la placa debe ser de acero inoxidable grabada con los datos mencionados anteriormente. Asimismo, se debe de situar en un lugar perceptible y anclarse al equipo de forma permanente. En la figura 17 se muestra un ejemplo.

Figura 17. **Ejemplo de las características de una placa de transformador**



Fuente: CHAPMAN, Stephen. *Máquinas Eléctricas*. p. 110.

1.4. Accesorios del transformador de potencia

El transformador de potencia también cuenta con accesorios que permiten el monitoreo y análisis del mismo para poder garantizar un correcto funcionamiento y continuidad de servicio.

1.4.1. Indicador de temperatura del aceite

Estos dispositivos complementarios del transformador de potencia tienen como trabajo principal el detectar y medir el nivel de temperatura al que se encuentra el aceite ubicado en la parte superior del tanque principal debido a que es la posición óptima para localizar el sensor.

Normalmente son termómetros elegidos acorde al sitio de medición con la capacidad de manejar señales y transmitir las del sitio que se desee al aparato indicador, con el objetivo de que el operador conozca el estado del transformador y no opere fuera de sus límites de temperatura. Como ejemplo de aplicación mostrado en la figura 18, el indicador de temperatura de aceite de transformador Messko XK-2392 consta de contactos de alarma y disparo ajustable entre -20°C y $+140^{\circ}\text{C}$ e indicación de temperatura máxima.

Figura 18. **Indicador de temperatura del aceite Messko XK-2392**



Fuente: MR. *MESSKO® TRASY2*. https://www.reinhausen.com/en/desktopdefault.aspx/tabid-277/118_read-68/. Consulta: 15 de abril de 2020.

1.4.2. Indicador de temperatura de los devanados

Los devanados del transformador generan calor (al igual que el núcleo). La corriente nominal que pasa por los devanados es la que genera el calor normalmente, sin embargo, en condiciones de falla esta llega a tener un valor muy elevado, generando más calor.

En los devanados, un nivel inadecuado de temperatura genera daño envejecimiento de los aislamientos, por lo que resulta indispensable mantener el nivel adecuado de temperatura. Para monitorear este parámetro, se hace uso de un transformador de intensidad conectado a una resistencia en derivación y con un indicador de temperatura para poder medir indirectamente la temperatura de operación de los devanados en tiempo real.

Este tipo de indicador es de suma importancia debido a que en caso de picos de carga importantes y de poca duración, la temperatura del arrollamiento aumenta lentamente, siendo muy peligroso por la incapacidad de reconocerlo a tiempo. Medir la temperatura del arrollamiento es un procedimiento demasiado costoso, es por eso que se emplea un método indirecto de medición, llamado imagen térmica.

1.4.3. Imagen térmica

El uso de un transformador depende de las exigencias térmicas a los que se sometan los aislantes de las bobinas. Por lo que la supervisión de la temperatura del arrollamiento es muy importante, siendo función de las condiciones de refrigeración y la carga de la corriente.

La imagen térmica se utiliza para la protección en los transformadores de potencia. Su función es verificar la temperatura de los devanados, en función a la medida de corriente que circula en su interior.

Las cargas aplicadas a los transformadores de potencia causan un aumento de temperatura del punto más caliente de los devanados, sobrepasando la temperatura del aceite. La carga máxima admisible en un transformador, también se encuentra determinada por la temperatura del punto más caliente en el devanado.

La imagen térmica toma la señal de corriente de los devanados y lo hace circular a través de una resistencia que posee la función de transmitir el calor producido por la corriente secundaria. Para ello, debe tener una constante térmica tan próxima como sea posible a la del transformador. La temperatura del devanado se puede monitorear a través de la imagen térmica para pronosticar su comportamiento, dependiendo directamente del tiempo de funcionamiento con carga y la temperatura como se muestra en figura 19:

Figura 19. **Evolución de temperatura de devanado a través del tiempo**



Fuente: ALVES, Marcos; GILSON, Silva. *Field experience in online monitoring of a 343MVA 230kV transformer with two OLTC's*. p. 6.

Este tipo de dispositivo toma en cuenta tanto la circulación de corriente por el devanado como la temperatura del aceite. La resistencia conectada al transformador de corriente se encuentra inmersa en el aceite en la parte superior del tanque, conjuntamente con un sensor térmico.

Esto permite calcular el aumento en la temperatura del devanado, activando señales de alarma o disparo en el sistema de protección del transformador de potencia.

1.4.4. Indicadores y registradores de temperatura remotos

Dichos indicadores registran la temperatura del aceite y de forma indirecta la temperatura a la que se encuentran los devanados. Los transformadores de alta potencia cuentan con medidores resistivos (sensores) de cobre que se configuran para mostrar cambios de temperatura que estén entre 10 °C y 25 °C y se conectan a un registrador de temperatura ubicado en la sala de control.

1.4.5. Indicador magnético del nivel de aceite

Dispositivo encargado de indicar el nivel de aceite en el tanque que permite visualizar el nivel sin posicionar un interruptor de flotador en la cuba. De forma que cuando exista un bajo nivel de aceite en el transformador, se active una alarma (figura 20).

Figura 20. **Indicador de nivel de aceite magnético de Messko®**



Fuente: RM. *Magnetic oil level indicators for transformers.*

https://www.reinhausen.com/es/desktopdefault.aspx/tabid-288/138_read-102/. Consulta: 15 de abril de 2020.

1.4.6. Válvula de sobrepresión

Su trabajo es liberar cualquier sobrepresión que se genere internamente en el transformador, impidiendo todo tipo de daños o deformaciones que se puedan generar en los componentes de la máquina. Se calibra para operar a una presión determinada, de tal forma que si se sobrepasa los valores límites actúa aliviando dicha sobrepresión.

Todo esto con el objetivo de proteger al transformador liberando la presión en el tanque, evitando la explosión de este y deformaciones permanentes.

Figura 21. **Válvula de sobrepresión**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia*, TOMO 1. p. 224.

1.4.7. **Válvula de alivio**

La válvula de alivio en un transformador tiene como función principal el conservar la cantidad de nitrógeno dentro del tanque, permitiendo escapar a la atmosfera cuando haya valores que excedan el valor de presión predeterminada debido a la expansión del aceite.

Figura 22. **Válvula de alivio**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia*, TOMO 1. p. 224.

1.4.8. Relevador de presión súbita

Este tipo de relevador entra en operación cuando existe un aumento rápido de la presión dentro del tanque del transformador, entonces la resistencia del igualador del relevador se incrementa proporcionalmente, causando que el fuelle se expanda y el cierre del microinterruptor, proporcionando una protección completa al transformador.

1.4.9. Ventilación forzada

Como se mencionó anteriormente, en transformadores de gran potencia se necesita emplear una refrigeración adicional al transformador a parte del aceite en el cual se encuentra sumergido y se logra por medio de la ventilación forzada (ONAF, que en inglés significa *Oil Natural Air Forced*), con el propósito de evitar el deterioro de sus características constructivas (figura 13).

Este método de enfriamiento es externo al transformador y se efectúa por medio de ventiladores diseñados para radiadores. Están conformados por un soporte cilíndrico de lámina de hierro, al cual se le atornilla un motor monofásico o trifásico. La carcasa está hecha de acero y las aspas son de plástico o de acero.

El accionamiento de dichos ventiladores depende de las señales de la temperatura del aceite que sean enviadas hasta el tablero de control, emitidas por el termómetro indicador de temperatura adecuado, para ello se debe de programar previamente los valores de alarma y disparo.

1.4.10. Tablero de control

Este elemento contiene internamente las conexiones eléctricas para el control de los circuitos, los relés de protección, señales de control para las válvulas de sobrepresión que van a los equipos de protección, controles de los ventiladores de enfriamiento, alarmas, las mediciones de los transformadores de instrumento y de las resistencias de calefacción. Con el objetivo de proporcionar un medio fácil de control de cada una de los factores externos e internos que afectan el transformador y operarlo de forma óptima para evitar fallas en la máquina.

1.4.11. Indicador de humedad

Debido a circunstancias climatológicas como la humedad en el aceite del transformador, se debe de contar con un dispositivo que pueda comunicarse con el exterior y cuya función sea secar el aire aspirado desde el exterior. Evitando así que penetre humedad en la máquina y se afecten las características del aceite, formándose óxido en el tanque.

Existen sondas o sensores especiales para medir continuamente el nivel de humedad presente en el aceite. Asimismo, un dispositivo llamado deshumectador que como función principal tiene el absorber la humedad que pudiese afectar el funcionamiento del transformador.

1.4.12. Cambiador de derivaciones

La finalidad del cambiador de derivaciones (o cambiador de tomas) es modificar la relación de voltaje en las terminales de salida del transformador, acoplándose a las necesidades que se presenten en cada aplicación.

En la industria existen dos tipos de cambiador de derivaciones:

- Cambiador de derivaciones operando sin carga. Cuando el transformador se encuentra fuera de línea, este tipo de cambiador de derivaciones se opera de forma manual con el uso de una manivela. Tiene la ventaja que cuando el transformador se encuentra energizado, cuenta con una restricción o bloqueo que impide su uso.
- Cambiador de derivaciones operando bajo carga. Este tipo de cambiador opera en cualquier estado de carga del transformador de potencia. De forma local o remota. Operando también de forma manual o automática.

Figura 23. **Cambiador de derivaciones trifásicos**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia*, TOMO 1. p. 226.

1.4.13. Bombas e indicadores de flujo

Utilizados principalmente para aumentar el flujo del aceite y lograr la disipación de calor generado en el transformador.

Esto se logra al pasar el aceite por los radiadores y cuenta con un indicador que permite observar la operación de la bomba y el sentido del flujo.

1.4.14. Pararrayos

La continuidad de servicio en los sistemas de potencia se ve amenazada frecuentemente por la aparición de sobretensiones en el sistema. Como protección para este tipo de situaciones se emplean pararrayos cuya función es limitar dichas sobretensiones a un valor aceptable. Las sobretensiones son todos aquellos valores de tensión que exceden el valor máximo admisible.

Los pararrayos cuentan con explosores de extinción y resistencia dependiente de la tensión presente, envueltas en una envolvente hermética de porcelana. Al sobrepasar los valores de tensión los explosores de extinción se cortocircuitan por arcos voltaicos y se establece la unión entre el conductor superior y la tierra.

1.4.15. Punto de conexión a tierra

La tierra física se conecta al tanque del transformador, con la finalidad de eliminar la existencia de una diferencia de potencial en el tanque, por lo que debe estar en condición de frente muerto.

El proceso de conexión a tierra se lleva a cabo a través de un cable sin forro atornillado en la parte inferior de la cuba del transformador. Asimismo, este cable se encuentra conectado al sistema de tierras de la subestación por medio de procesos de soldadura que eviten afectar el nivel de resistencia que debe de tener la red de tierras, como lo es la soldadura exotérmica.

De una forma similar se conecta a tierra el neutro del transformador, con el propósito de drenar corrientes de falla y de desbalance de las fases. Si existe un buen sistema de tierras y este punto de conexión a tierra se garantiza la seguridad del personal y del equipo en las subestaciones.

1.4.16. Radiadores

Son los dispositivos empleados para disipar el calor generado en el transformador de potencia. Se hace circular el aceite que se encuentra dentro del transformador por circulación forzada o bien por convección natural.

Cuando el aceite está caliente se hace pasar por la parte superior de los radiadores, en donde intercambia el calor con el medio ambiente que lo rodea y retorna nuevamente al tanque en la conexión con el tanque principal (figura 13 en este capítulo).

2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

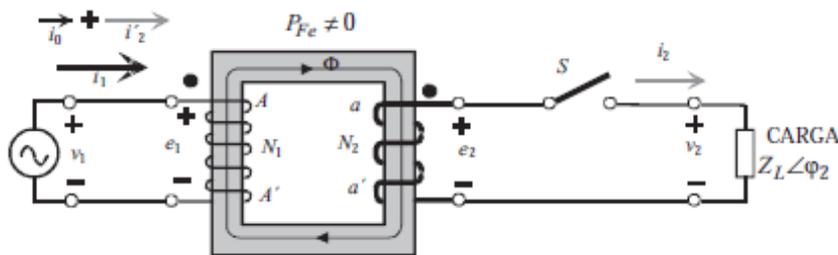
2.1. Principio de funcionamiento de un transformador ideal

Este es un dispositivo sin pérdidas, utilizado para el análisis teórico del comportamiento de los transformadores para poder conocer su principio básico de operación y se muestra en la figura 24. Se analiza un transformador ideal con el objetivo de comprender mejor su funcionamiento, sin que las imperfecciones de una máquina real enmascaren los fenómenos físicos que tienen lugar. Para un transformador ideal se cumplen las condiciones ideales siguientes:

- Los arrollamientos primario y secundario tienen resistencias óhmicas despreciables. No hay pérdidas por efecto Joule ni caídas de tensiones resistivas en el transformador.
- No existen flujos de dispersión, siendo estos aquellos que escapan de la superficie del núcleo magnético y que solo atraviesan uno de los arrollamientos y no ambos. Esto quiere decir que todo el flujo magnético se encuentra confinado en el núcleo.
- El núcleo magnético tiene permeabilidad magnética infinita y no tiene ningún tipo de pérdidas de ningún tipo.
- El material ferromagnético del núcleo no presenta el fenómeno de la histéresis magnética.

El transformador está especialmente diseñado y fabricado para que el acople magnético entre dos bobinas sea el mejor posible y permita inducir un voltaje en la segunda bobina.

Figura 24. Transformador monofásico ideal



Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 193.

En la figura 24 al generar un voltaje alterno V_1 al primario del transformador, transitará en su interior una corriente alterna, induciendo un flujo alterno dentro del núcleo. Debido a la variación de este flujo se inducirán fems en los arrollamientos, que de acuerdo con la ley de Faraday cumplen con las siguientes ecuaciones:

$$e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (2:1)$$

$$e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2:2)$$

e_1, e_2 = fems inducidas en el devanado primario y secundario respectivamente mostradas en la figura 24

N_1, N_2 = número de vueltas de los arrollamientos primario y secundario respectivamente, mostradas en la figura 24

$\frac{d\phi}{dt}$ = razón de cambio del flujo magnético con respecto al tiempo

Partiendo de la idea de un transformador ideal, se aplicará la segunda ley de Kirchhoff a los circuitos primario y secundario de la figura 24, obteniendo las siguientes ecuaciones:

$$v_1 = e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (2:3)$$

$$e_2 = v_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2:4)$$

Si se toma un flujo sinusoidal de la siguiente forma:

$$\phi = \phi_m \text{ sen } \omega t = \phi_m \text{ cos } (\omega t - 90) \quad (2:5)$$

Derivando obtenemos:

$$\phi = (\omega)\phi_m \text{ cos } (\omega t) \quad (2:6)$$

Al sustituir en 2:3 y 2:4 se obtiene lo siguiente:

$$v_1 = e_1 = N_1(\omega\phi_m \text{ cos } \omega t) \quad (2:7)$$

$$e_2 = v_2 = N_2(\omega\phi_m \text{ cos } \omega t) \quad (2:8)$$

Si se toman en cuenta sus valores eficaces entonces,

$$V_1 = E_1 = \frac{N_1\omega\phi_m}{\sqrt{2}} = 4,44fN_1\phi_m \quad (2:9)$$

$$E_2 = V_2 = \frac{N_2\omega\phi_m}{\sqrt{2}} = 4,44fN_2\phi_m \quad (2:10)$$

Por lo que al dividir entre si las ecuaciones anteriores obtenemos lo siguiente:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (2:11)$$

El factor m se le denomina relación de transformación y tal y como se observa en la ecuación 2:11 es el valor del cociente que resulta de dividir la cantidad de espiras del devanado primario N_1 entre la cantidad de espiras del devanado secundario N_2 . La relación de transformación afecta las magnitudes de los voltajes y corrientes, pero no sus ángulos.

La relación de la corriente que fluye del lado del primario del transformador con respecto a la corriente que sale del lado secundario es:

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (2:12)$$

Entonces:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{m} \quad (2:13)$$

2.1.1. Potencia en un transformador ideal

La potencia P_{entr} que la fuente de energía alterna suministra al transformador es la siguiente:

$$P_{\text{entr}} = V_1 I_1 \cos \theta_1 \quad (2:14)$$

$\theta_1 =$ Ángulo medido entre corriente y voltaje primarios.

Entonces la potencia P_{sal} que el devanado secundario del transformador suministra a la carga es la siguiente:

$$P_{\text{sal}} = V_2 I_2 \cos \theta_2 \quad (2:15)$$

θ_2 = ángulo entre voltaje y corriente secundarios.

Como se mencionó anteriormente, en un transformador ideal no se ven afectados los ángulos de voltaje y corriente, quiere decir que $\theta_1 = \theta_2 = \theta$. Entonces el primario y secundario de un transformador de características ideales presenta el mismo factor de potencia.

La potencia que sale de un transformador ideal se relaciona con la potencia de entrada al sustituir las ecuaciones 2:11 y 2:13 en la ecuación 2:15, como se muestra a continuación:

$$P_{\text{sal}} = \frac{V_1}{m} (m I_1) \cos \theta \quad (2:16)$$

Si se realizan procedimientos matemáticos a la ecuación anterior, obtendremos lo siguiente:

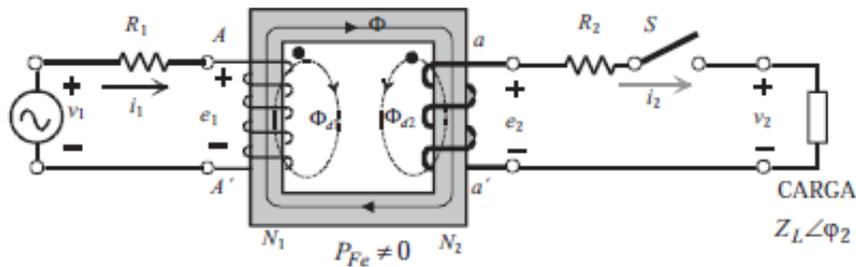
$$P_{\text{sal}} = V_1 I_1 \cos \theta = P_{\text{entr}} \quad (2:17)$$

Por lo que se llega a la conclusión que la potencia eléctrica de salida en un transformador ideal es igual a la potencia de entrada.

2.2. Funcionamiento de un transformador real

En un transformador real (figura 25), si se debe de analizar la resistencia en los devanados, los flujos de dispersión que existen en la máquina y todo tipo de pérdidas que se pudieran presentar en el transformador. Por lo que ahora se realizará el análisis para este caso.

Figura 25. Transformador real



Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 199.

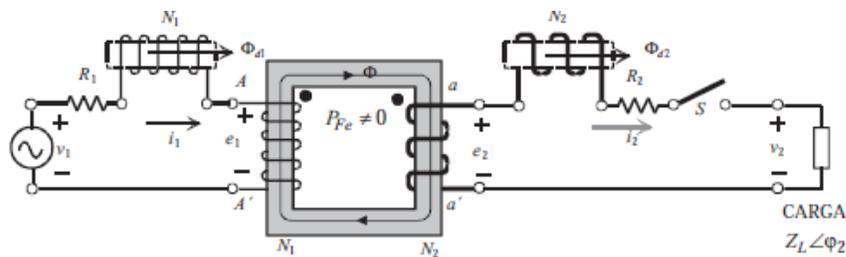
Como se muestra en la figura 25, para un mejor análisis se consideran dos resistencias R_1 y R_2 que pertenecen a los arrollamientos del transformador, analizándose fuera de las propias bobinas, pero conociendo que pertenecen a ellas. Asimismo, el flujo común entre los devanados está representado por ϕ , pero hay que tomar en cuenta que existe un flujo que pasa a través de los devanados y del aire. Estos flujos de dispersión son denotados por ϕ_{d1} y ϕ_{d2} para el devanado primario y secundario respectivamente. Para el análisis se representará a los flujos totales que atraviesan los devanados primario y secundario como ϕ_1 y ϕ_2 , cumpliéndose las siguientes ecuaciones:

$$\phi_1 = \phi + \phi_{d1} \quad (2: 18)$$

$$\phi_2 = \phi + \phi_{d2} \quad (2: 19)$$

Debido a que no existe únicamente un flujo común mutuo en todo el transformador, para su análisis se deben de agregar una bobina con núcleo de aire en serie a cada arrollamiento. De tal modo que al circular las intensidades respectivas den lugar a los mismos flujos de dispersión ϕ_{d1} y ϕ_{d2} que en los bobinados reales y realizar el análisis, como se muestra en la figura 26.

Figura 26. **Transformador real con bobinas ideales en el núcleo**



Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 200.

Estas bobinas con núcleo de aire tienen coeficientes de autoinducción (relación entre el flujo que atraviesa un circuito y la intensidad de corriente que circula) cuyos valores son:

$$Ld_1 = N_1 \frac{d\phi_{d1}}{di_1} \quad (2:20)$$

$$Ld_2 = N_2 \frac{d\phi_{d2}}{di_2} \quad (2:21)$$

Estas dan lugar a las reactancias de dispersión X_1 y X_2 inductivas de ambos devanados, como se muestra a continuación

$$X_1 = \omega Ld_1 \quad (2:22)$$

$$X_2 = \omega Ld_2 \quad (2:23)$$

Si se aplica la segunda ley de Kirchhoff a ambos circuitos mostrados en la figura 26 obtenemos las siguientes ecuaciones:

$$v_1 = e_1 + R_1 i_1 + L d_1 \frac{di_1}{dt} \quad (2:24)$$

$$e_2 = v_2 + R_2 i_2 + L d_2 \frac{di_2}{dt} \quad (2:25)$$

O en su forma fasorial:

$$V_1 = E_1 + R_1 I_1 + jX_1 I_1 \quad (2:26)$$

$$V_2 = E_2 - R_2 I_2 - jX_2 I_2 \quad (2:27)$$

Donde e_1 y e_2 , recordando la Ley de Faraday son, según las ecuaciones 2:1 y 2:2 como sigue

$$e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (2:28)$$

$$e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2:29)$$

Y tomando como referencia las ecuaciones 2:9 y 2:10, se tiene entonces lo siguiente:

$$E_1 = 4,44fN_1\phi_m \quad (2:30)$$

$$E_2 = 4,44fN_2\phi_m \quad (2:31)$$

Donde $\phi = \phi_m$, ya que ϕ_m es el flujo máximo que circula por el circuito magnético. Si tomamos en cuenta las ecuaciones 2:30 y la 2:31, realizando el

cociente entre ellas llegamos a la expresión de relación de transformación mostrada a continuación:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (2:32)$$

Que es la misma ecuación que se demostró para un transformador ideal (ecuación 2:11). Sin embargo, si se toma en cuenta 2:26 y 2:27, entonces en un transformador real se dejan de cumplir las igualdades de las fems y tensiones que analizamos en un transformador ideal, por lo que el cociente de tensiones no es igual a la relación de transformación m . En los transformadores utilizados en la mayor parte de las industrias las caídas de voltaje a máxima carga son del orden del 1 al 10 por ciento de las tensiones asignadas, entonces las ecuaciones 2:26 y 2:27 aproximadamente serán:

$$V_1 \approx E_1 \quad (2:33)$$

$$V_2 \approx E_2 \quad (2:34)$$

Y entonces así se demuestra que la relación entre la tensión primaria y secundaria será aproximadamente igual a la relación de transformación m

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (2:35)$$

Es importante mencionar que mientras más pequeños sean los flujos dispersos en el núcleo, más exacta será la relación dada por la ecuación 2:35.

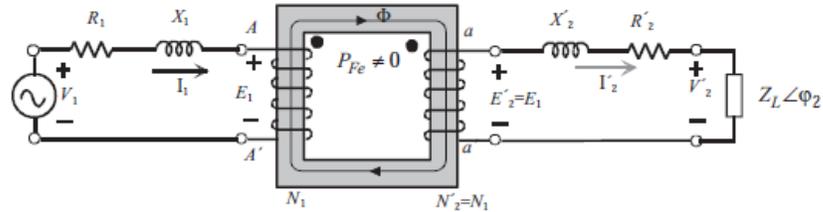
2.3. Circuito equivalente de un transformador

Para simplificar el análisis de los transformadores se suele sustituir el transformador por un circuito equivalente. De esta forma se puede aplicar todos los conocimientos acerca de la teoría de las redes eléctricas para conocer el comportamiento de los transformadores cuando operan con ciertas condiciones.

Este procedimiento se lleva a cabo reduciendo los dos devanados al mismo número de espiras por medio de procedimientos matemáticos. Normalmente se reduce el secundario al primario (figura 27) y se sustituye el transformador original por un transformador que tenga el mismo número de espiras N_1 en el devanado primario, pero con un número de espiras $N'_2 = N_1$ en el secundario. Asimismo, para obtener un modelo exacto de su comportamiento, se debe de tomar en cuenta los siguientes enunciados:

- Pérdidas en el cobre (I^2R)
- Pérdidas por histéresis
- Pérdidas por corrientes parásitas
- Flujo disperso

Figura 27. **Circuito equivalente del transformador real reducido al primario**



Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 203.

A continuación, se demostrarán los nuevos valores secundarios referidos al primario, para el caso de las fems y tensiones tomando en cuenta la ecuación 2:32, tenemos lo siguiente:

$$E_2 = \frac{E_1}{m} \quad (2:36)$$

En el transformador equivalente se cumple que $N'_2 = N_1$, entonces:

$$\frac{E_1}{E'_2} = \frac{N_1}{N'_2} = 1 \quad (2:37)$$

$$E'_2 = E_1 = mE_2 \quad (2:38)$$

El nuevo secundario es m veces mayor que la fem E_2 del transformador real. De forma análoga se tiene para la tensión V'_2 referida al primario,

$$V'_2 = mV_2 \quad (2:39)$$

Para el caso de los valores de corriente referidos al primario tenemos:

$$S_2 = V_2 I_2 = V'_2 I'_2 \quad (2:40)$$

Tomando en cuenta la ecuación 2:39 llegamos a la siguiente ecuación:

$$I'_2 = \frac{I_2}{m} \quad (2:41)$$

Para las impedancias del secundario referidas al primario, mostradas en el circuito equivalente de la figura 28 se toma en cuenta que al igualar las potencias activas que se disipan en las resistencias, se obtendrá:

$$R_2 I_2^2 = R'_2 I'^2_2 \quad (2:42)$$

Tomando en cuenta 2:41 se tiene que,

$$R'_2 = m^2 R_2 \quad (2:43)$$

Por lo tanto, la resistencia del secundario nuevo es m^2 veces la resistencia del transformador real inicial. Conociendo que existe conservación de potencia reactiva en las reactancias, resulta lo siguiente:

$$X_2 I_2^2 = X'_2 I'^2_2 \quad (2:44)$$

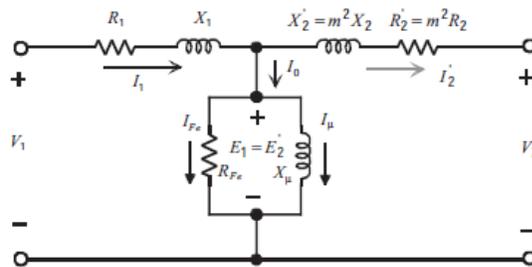
$$X'_2 = m^2 X_2 \quad (2:45)$$

Cualquier impedancia que se encuentre en el secundario del transformador real se puede reducir al primario como en las ecuaciones 2:43 y 2:45. Por ejemplo, la impedancia de carga Z_L mostrada en la figura 27 será:

$$Z'_1 = m^2 Z_1 \quad (2:46)$$

Para encontrar el circuito equivalente se busca sustituir el transformador real, cuyos devanados están acoplados magnéticamente, por un circuito cuyos elementos estén acoplados solo eléctricamente. Tomando en cuenta las ecuaciones encontradas anteriormente se encuentra el circuito de la siguiente figura.

Figura 28. **Circuito equivalente de transformador reducido al primario**

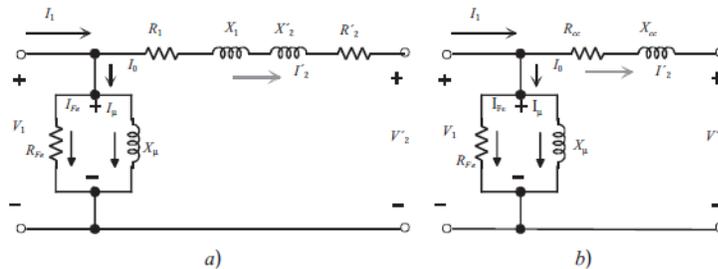


Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 205.

Donde I_{FE} es la componente activa de la corriente de vacío I_0 (Corriente que se obtiene al realizar ensayo al transformador sin carga aplicada) y su componente reactiva es I_μ , circulando por R_{FE} que representa las pérdidas por efecto Joule en el hierro del transformador y X_μ que es por donde se deriva la corriente de magnetización del transformador.

Debido a que el valor de I_0 es muy pequeño comparado con I_1 e I_2 , se traslada la rama en paralelo del transformador como se muestra en la figura 29 a).

Figura 29. **Circuito equivalente reflejado al primario**



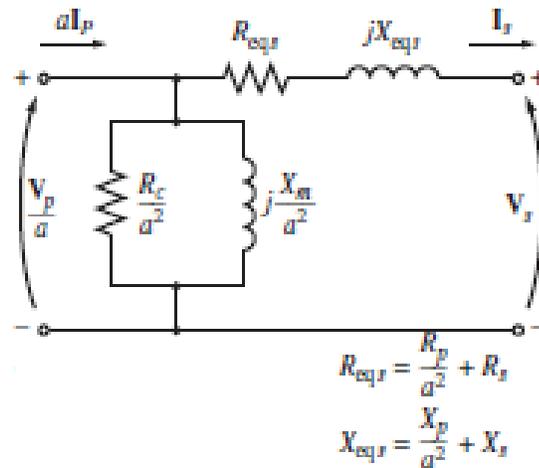
Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 206.

Con este procedimiento no se agregan errores en el análisis y se simplifica el estudio del transformador. El esquema se reduce aún más observando que existen resistencias y reactancias en serie. Por lo que al aplicar principios básicos de circuitos eléctricos llegamos al equivalente mostrado en la figura 29 b). En donde R_{cc} es la resistencia de cortocircuito y X_{cc} es la reactancia de cortocircuito del transformador.

2.4. Diagrama fasorial de un transformador

Para conocer el comportamiento de las impedancias, voltajes y corrientes en el circuito equivalente de un transformador se estudia su diagrama fasorial. Para esto se utilizará la figura 30 a continuación.

Figura 30. Circuito equivalente de transformador referido al secundario



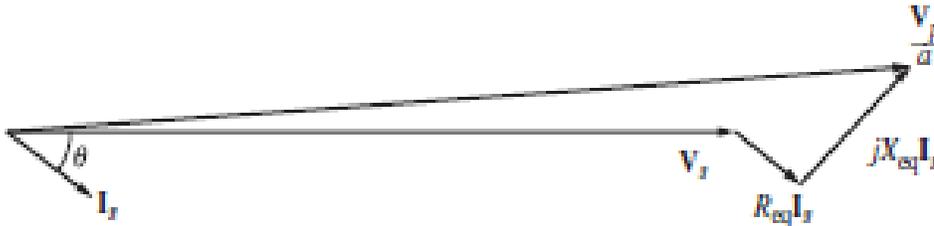
Fuente: CHAPMAN, Stephen. *Máquinas Eléctricas*. p. 67.

Si aplicamos la ley de voltaje de Kirchhoff, se encuentra el voltaje primario que es el siguiente:

$$\frac{V_p}{a} = V_s + R_{eq}I_s + jX_{eq}I_s \quad (2:47)$$

El diagrama fasorial del transformador será la representación gráfica de esta ecuación. La siguiente figura presenta el diagrama de fasores de un transformador operando con factor de potencia en retraso.

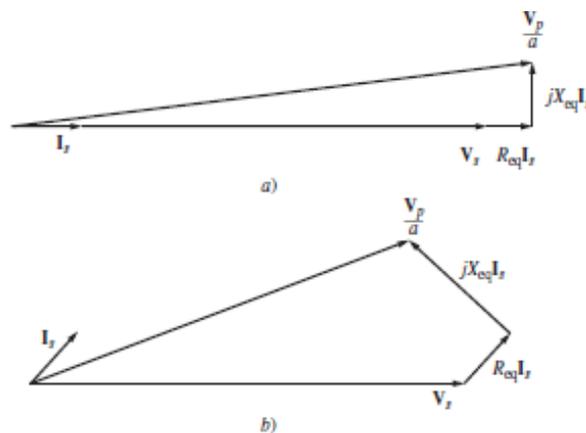
Figura 31. **Diagrama fasorial de transformador, operando con factor de potencia en retraso**



Fuente: CHAPMAN, Stephen. *Máquinas Eléctricas*. p. 78.

Cuando el factor de potencia es igual a 1, entonces el diagrama fasorial es unitario, como lo muestra la figura 32 a). Mientras que, si la corriente del secundario está en adelanto, la tensión secundaria puede ser mayor que la que está referido en la tensión primaria y el diagrama fasorial está en adelanto, como puede observarse en figura 32 b).

Figura 32. **Diagrama fasorial de un transformador a) unitario y b) en adelanto**



Fuente: CHAPMAN, Stephen. *Máquinas Eléctricas*. p. 78.

2.5. Ensayos del transformador

Representan las pruebas que se pueden realizar a los transformadores para verificar el estado de la máquina. Sin embargo, resulta difícil realizarlas debido a que ha de disiparse en realizar las pruebas y es prácticamente imposible disponer de cargas tan elevadas para la prueba.

Es por esto que se desea poder encontrar los parámetros del circuito equivalente y se logra por medio de dos ensayos muy sencillos:

- Ensayo de vacío
- Ensayo de cortocircuito

2.5.1. Ensayo de vacío

Esta prueba consiste en aplicar tensión nominal del transformador al primario del transformador, estando el secundario en circuito abierto. Es muy útil debido a que se pueden medir los siguientes parámetros muy importantes y útiles para el análisis de los transformadores:

- Potencia absorbida, la cual coincide con las pérdidas en el hierro del transformador.
- Factor de potencia en vacío.
- Corriente de vacío I_0 .
- Tensión secundaria.

- Parámetros de la rama en paralelo del circuito equivalente del transformador (R_{FE} y X_{μ} , mostrados en la figura 29).
- Relación de transformación.

2.5.2. Ensayo de cortocircuito

Se cortocircuita el devanado secundario y se aplica una tensión variable al primario que va desde una corriente de cero amperios hasta que transita la corriente de plena carga asignada para los devanados. En este ensayo se pueden medir los siguientes parámetros:

- Potencia absorbida, la cual coincide con las pérdidas en el cobre del transformador.
- Factor de potencia de cortocircuito.
- Variables mostrados en la rama en serie del circuito de transformador equivalente (R_{CC} y X_{CC} , mostrados en la figura 29).

2.6. Transformadores trifásicos

En los sistemas trifásicos la transformación de corrientes y tensiones se realiza de dos formas, las cuales se describirán a continuación.

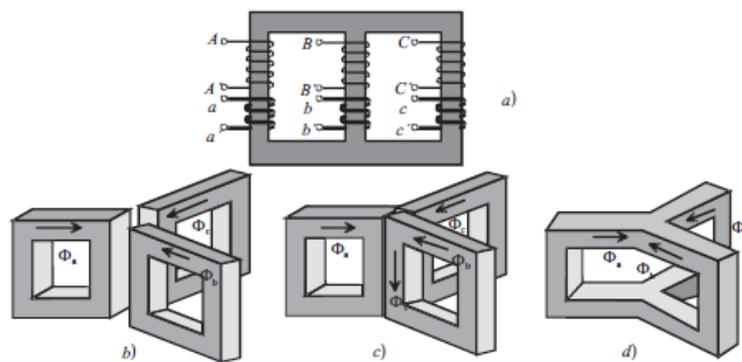
La primera es emplear un transformador monofásico en cada una de las fases, pero presenta dos inconvenientes:

- Poco económico debido a que se necesita mucho volumen de hierro.

- Poco práctico ya que se necesitarían 3 transformadores idénticos para un procedimiento óptimo, lo cual es muy difícil de lograr.

La segunda forma de construcción está conformada por núcleo en común de tres columnas en las cuales se colocan los devanados primarios y secundarios de cada una de las fases en una misma columna del transformador, como se muestra en la figura 33.

Figura 33. **Circuito magnético de un transformador trifásico**



Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. .229.

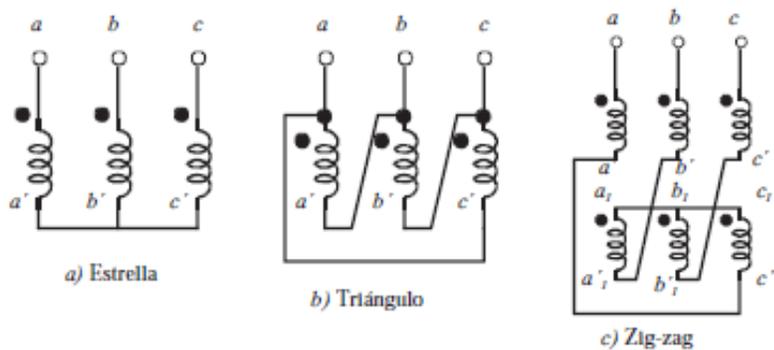
Si el sistema de alimentación es balanceado, los tres flujos ϕ_a , ϕ_b y ϕ_c son iguales en magnitud, estando desfasados 120° en el tiempo.

Para estudiar un transformador trifásico hay que tomar en cuenta cada columna de este, como un transformador monofásico independiente y aplicar las leyes y principios utilizados para el análisis de un transformador monofásico visto anteriormente.

Normalmente los devanados se designan utilizando las letras A, B, C para el lado primario y a, b, c para el lado secundario.

Los arrollamientos se pueden conectar en estrella (Y), delta (D) o *zigzag* (Z), dependiendo de la aplicación que se le quiera dar y de las condiciones a los que tengan que ser sometidos en los transformadores, como se muestra en la figura 34.

Figura 34. **Tipos de conexiones en transformadores trifásicos**



Fuente: FRAILE, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p. 230.

2.6.1. Índice horario

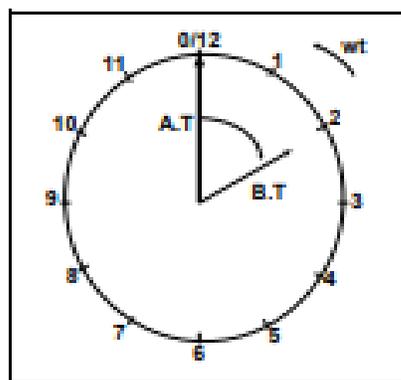
Tomando en cuenta las conexiones de los devanados de un transformador, pueden aparecer las diferencias de fase entre las tensiones de línea del secundario respecto del primario.

En el caso de los transformadores este desfase no se mide en grados sino en múltiplos de $30^\circ = 2\pi/12$ radianes, lo que se puede hacer referencia a las agujas de un reloj cuando marca la hora exacta.

Un índice de 3 significa un retraso de $3 * 30^\circ = 90^\circ$ de la tensión menor respecto a la superior. El proceso por realizar es el siguiente:

- Se presentan las fems simples del devanado primario, situando el terminal A en la parte superior del esquema concordando con el número 12 de un reloj imaginario supuesto en el diagrama vectorial.
- Se representan las fems simples del devanado secundario con un desfase de $n*30^\circ$ (n puede ser 0/12, 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11) y conexiones con $n = 3, 9$ no se hacen.
- El índice (ángulo de desplazamiento) se logra obtener al medir el barrido angular a favor de las manecillas del reloj entre vectores de fem de fases, partiendo del vector de una fase en alta tensión hasta el vector de la misma fase en baja tensión.

Figura 35. Índice horario en transformadores



Fuente: MARLÉS, Eduardo. *Metodología generalizada para determinar los grupos de conexión.*

p. 2.

2.6.2. Conexión de devanados en transformadores trifásicos

Para relacionar las tensiones y las corrientes primarias y secundarias en los sistemas trifásicos se deben de indicar los desfases que existen entre los voltajes de una misma fase entre el lado de baja tensión y en el lado de alta tensión. A continuación, se presentan las conexiones posibles que existen, las cuales tienen diferentes ventajas y desventajas.

- Estrella-estrella (Y-y)
- Estrella-delta (Y-d)
- Delta-estrella (D-y)
- Delta-delta (D-d)
- Estrella-zigzag (Y-z)

Para un transformador conectado en estrella, el voltaje de fase es el voltaje de línea dividido raíz de tres y la corriente de fase es igual a la corriente línea. Mientras que cuando se trata de transformadores conectados en triángulo el voltaje de fase es igual al voltaje de línea y la corriente de fase es la corriente de línea dividido raíz de tres.

2.6.2.1. Conexión Estrella-estrella (Y-y)

En esta configuración los devanados se construyen con conductores más gruesos, por lo que son mecánicamente más fuertes, soportando esfuerzos grandes debido a corrientes de cortocircuito.

Asimismo, las tensiones más bajas reducen los esfuerzos dieléctricos sobre el aislamiento de los devanados, evitando fallas.

Debido a estas ventajas, la conexión Y-y es útil cuando ha de enlazarse dos sistemas con tensiones relativamente altas. Sin embargo, presenta dos desventajas muy grandes:

- Si la carga del transformador es desequilibrada se provoca desequilibrio en las tensiones simples del primario y del secundario.
- Existen terceros armónicos de tensión.

En la práctica esta configuración se usa poco ya que se pueden lograr lo mismo con otro tipo de transformador trifásico sin presentar estos inconvenientes mencionados.

2.6.2.2. Conexión de devanados en Estrella-delta Y-d

Esta configuración no tiene problema con componentes de tercer armónico y presenta buen comportamiento ante cargas que no estén equilibradas, ya que el delta redistribuye cualquier desequilibrio que se presente.

La desventaja de esta configuración es que por la conexión en delta los voltajes secundarios presentan un desplazamiento de 30° en comparación con los voltajes en el primario. En la práctica, se utiliza esta conexión de forma ventajosa en transformadores reductores de tensión de la línea.

2.6.2.3. Conexión de devanados en Delta-estrella D-y

Presenta las mismas ventajas y desplazamiento de fase que la conexión Y-d. Sin embargo, en la práctica se emplea como transformadores elevadores en las redes de alta tensión.

La conexión en estrella del lado de alta tensión permite aterrizar el neutro, limitando el potencial sobre cualquiera de las fases, reduciendo el coste de los devanados de alta tensión.

2.6.2.4. Conexión Delta-delta (D-d)

Se utiliza en transformadores de baja tensión, ya que se necesitan más espiras por fase de menor sección. Posee buen comportamiento ante cargas desequilibradas, pero la ausencia del neutro puede ser una desventaja.

En esta configuración se puede trabajar al 58 por 100 de la potencia signada trabajando como delta abierta en aplicaciones que se presenten bancos trifásicos conformados por tres transformadores monofásicos en los que se presentan unidades averiadas.

2.6.2.5. Conexión Estrella-zigzag (Y-z)

Esta conexión es utilizada únicamente en el lado de baja tensión y es utilizada en redes de distribución ya que permite el uso de neutro en el devanado secundario. Y tiene buen comportamiento ante cargas desequilibradas.

3. ESQUEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

3.1. Introducción

Las condiciones eléctricas para detectar fallas en los transformadores son el incremento en la corriente de una de las fases, presencia de corrientes diferenciales y las generaciones internas de gases producidas por el arco eléctrico de la falla. Por lo que se requiere de un sistema de elementos que protejan a los transformadores de potencia de las fallas ocasionadas por las razones anteriormente mencionadas.

Para el caso de protecciones eléctricas de los transformadores de potencia, el sistema de protección consta de relevadores de protección y transformadores de corriente y de potencial que se encargan de convertir la energía del sistema a niveles con los que puedan operar correctamente los relevadores. En este capítulo se estudiarán las fallas internas del transformador de potencia y las condiciones anormales que se puedan presentar en el sistema donde se encuentra. Dando a conocer la importancia del sistema de protección.

3.2. Fallas en transformadores

Los tres tipos de condiciones más comunes que se presentan al momento de una falla en un transformador son las siguientes:

- Aislamiento en mal estado

- Fallas internas
- Sobretensiones

3.2.1. Fallas causadas por un aislamiento en mal estado

Los factores que causan el deterioro del aislamiento sólido de los transformadores son la humedad y las temperaturas excesivas a las cuales pueda ser sometido. Existen dos características muy importantes de este tipo de aislamientos en los transformadores, que son la rigidez dieléctrica y la resistencia mecánica.

La resistencia mecánica se reduce continuamente estando en condiciones normales de operación y temperatura. Este envejecimiento se intensifica por cada 8 °C de incremento de la temperatura de diseño de los materiales. Por lo que es importante mantener los niveles de temperatura de la forma más controlada posible.

El estado del aislamiento se torna frágil y se raja a través del tiempo, debido a esfuerzos como cortocircuitos externos, traslado inadecuado o choque mecánicos.

3.2.2. Fallas internas

Las fallas internas son las que se producen en la zona de protección del transformador. Generadas dentro del tanque del transformador y en los lugares donde se encuentren los transformadores de corrientes. Este tipo de fallas se dividen en:

- Fallas eléctricas críticas o severas que ocasionan daños inmediatos.
- Fallas eléctricas incipientes.

3.2.2.1. Fallas incipientes

Este tipo de fallas en su etapa inicial no se consideran severas, pero pueden llegar a ser mayores si no son atendidas en el tiempo correcto. Por esto se debe de dar seguimiento cada vez que exista una falla de este tipo para poder anticipar fallas severas o catastróficas. Las fallas incipientes más comunes que se producen dentro de la zona de protección del transformador de potencia son las siguientes:

- Falla en el aislamiento de los tornillos de sujeción del núcleo.
- Conexiones de alta resistencia o defectuosas en los embobinados, provocando calentamiento o daños internos.
- Fallas en el proceso de enfriamiento o presencia de bajo nivel del aceite.

3.2.2.2. Fallas eléctricas severas (fallas mayores)

Este tipo de fallas causan daños inmediatos, de mayor alcance técnico y económico y se debe de tener con un sistema de protección óptimo para evitar que se presenten. Se presentan por aspectos relacionados con los siguientes fenómenos:

- Arqueo generado entre el núcleo y un devanado debido a sobre voltajes causados por fallas externas, descargas atmosféricas o maniobras incorrectas de cierre y apertura de los interruptores.
- Fallas en los contactos del cambiador de derivaciones, produciendo calentamiento localizado.
- Arqueo entre devanados.

3.2.3. Sobretensiones en transformadores de potencia

Las sobretensiones son provocadas en su mayoría por descargas atmosféricas. Estos voltajes afectan al aislamiento del transformador y se presentan en forma de impulso, produciéndose una elevación rápida de voltaje y un descenso lento a cero.

Los valores de cresta de los impulsos generados en las fallas dependen del nivel de aislamiento del sistema elevándose a valores de hasta 9 a 10 veces el valor nominal. Los relevadores de protección se configuran de tal forma que puedan limitar los niveles de voltaje que se presenten en los transformadores.

También existen sobretensiones causadas por las maniobras de los interruptores, las cuales son mayores en comparación de las que se presentan por descargas atmosféricas.

3.3. Componentes de los esquemas de protección eléctrica de transformadores de potencia

El esquema de protección es un arreglo de dispositivos que se interconectan para proteger a los equipos eléctricos primarios (en este caso transformadores de potencia), detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores al elemento primario.

Para el caso de los transformadores de potencia, que son considerados como uno de los elementos de mayor importancia de una subestación debido a su aplicación y costo es indispensable un sistema de protección eficiente.

Este sistema de protección eléctrica cuenta con transformadores de corriente y potencial para la medición de los parámetros de la red y relevadores de protección que cuenten con protección diferencial, de sobrecorriente secuencia negativa, residual y de neutro.

3.4. Transformadores de instrumento

Los transformadores de instrumento o de medida tienen la función de convertir los valores de voltajes y corrientes de los circuitos primarios de sistemas de potencia a valores normalizados comúnmente utilizados en los diferentes equipos de protección, control y medición en las subestaciones y plantas generadoras de energía eléctrica.

Los devanados primario y secundario en un transformador de instrumento se encuentran relativamente cercanos el uno con el otro, pero están eléctricamente aislados tal y como es requerido por el nivel de voltaje del circuito primario.

Las funciones principales de estos transformadores de instrumento son:

- Proporcionar un aislamiento adecuado entre el nivel de voltaje primario del sistema y los equipos que normalmente operan con niveles de tensión relativamente bajos.
- Reducir de forma proporcional los valores de corriente del sistema de potencia para poder proteger, medir y controlar el sistema.
- Da mayor seguridad al personal, debido a que se evita el contacto con partes del sistema de potencia en alta tensión.
- Permite normalizar los valores de voltaje y corriente para la operación de equipos e instrumentos.

Los valores de voltaje y corriente del lado secundario de los transformadores de medida idealmente son iguales a los del circuito primario multiplicado por el factor de relación de transformación. Sin embargo, en la práctica se conocen que existen pérdidas, por lo que existe cierta diferencia debida al error de relación de transformación.

Existen dos tipos básicos de transformadores de instrumento y se pueden clasificar en:

- Transformadores de Potencial (TP'S): transforman el voltaje del sistema y se conectan en paralelo.

- Transformadores de Corriente (TC'S): transforman los valores de corriente del sistema y se conectan en serie.

Existen transformadores combinados, los cuales se componen de transformadores de voltaje y corriente dentro de un mismo transformador. Sus principales ventajas son económicas y también se reduce el espacio utilizado en las subestaciones.

Los valores de voltajes y corrientes secundarios normalizados según las normas ANSI serán de 5 amperios y $120/\sqrt{3}$ voltios. Mientras que las normas IEC trabajan con valores de 5 o 1 amperio y $100/\sqrt{3}$ voltios.

3.4.1. Transformadores de corriente

El transformador de corriente trabaja bajo el mismo principio de funcionamiento y toma en cuenta los mismos fenómenos eléctricos de un transformador ideal, estudiado en los primeros dos capítulos de este trabajo de investigación.

El devanado primario del transformador de corriente se conecta en serie con el circuito eléctrico de potencia que se desea medir y sobre el devanado secundario se conectan en serie los instrumentos y equipos que necesiten los valores de corriente medidos, como por ejemplo un medidor de energía.

Los transformadores de corriente tienen dos funciones principales, las cuales son:

- Transformar los valores de corriente medidos por el devanado primario conectado en el sistema de potencia.

- Aislar los instrumentos de protección y medición.

Los valores secundarios comúnmente utilizados se encuentran estandarizados en normas internacionales, los cuales pueden ser de 1 o 5 amperios.

La relación entre la corriente del primario y secundario se debe de mantener constante al variar la carga para que el transformador pueda cumplir con indicar de forma exacta el valor proporcional secundario de la corriente circulante en el primario. Por esta razón su estructura debe ser compacta, con entrehierros casi nulos y pérdidas muy pequeñas.

La relación de transformación de un transformador de corriente (RTC) es como se muestra en la ecuación 3:1.

$$RTC = \frac{I_p}{I_s} \quad (3:1)$$

I_p = corriente en el devanado primario

I_s = corriente en el devanado secundario

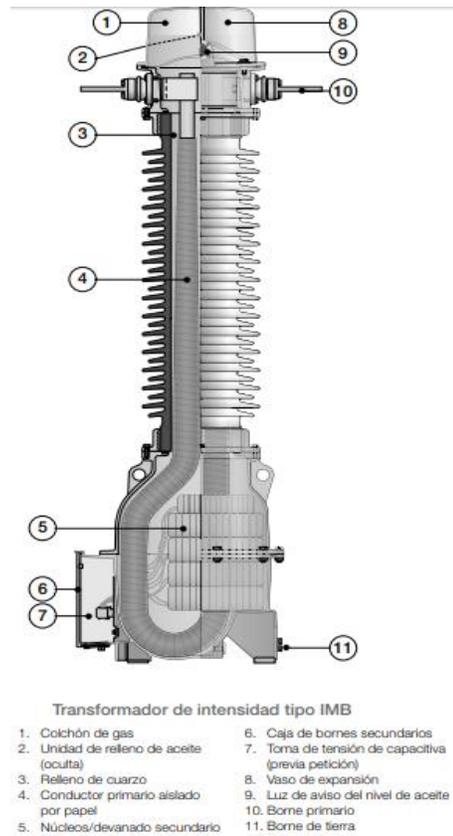
Un devanado secundario con N_s espiras y el primario con N_p , la relación que existe entre las espiras N_s / N_p es conocida como “relación teórica”, y es inversamente proporcional a la relación entre corrientes.

Es importante saber que el instrumento conectado en el secundario de un TC, no se debe de desconectar sin antes poner en cortocircuito el secundario y poner a tierra este devanado debido a las siguientes razones:

- Si la carga se elimina del devanado secundario mientras fluye la corriente del circuito principal, la mayor parte de la corriente del devanado primario se convierte en corriente de magnetización.
- La corriente de magnetización causa un flujo inducido muy alto y aparece un voltaje muy alto en el secundario.
- Este voltaje elevado puede dañar el aislamiento y pone en riesgo al personal.
- El alto flujo puede saturar el núcleo y dar como resultado un alto magnetismo residual, introduciendo error en la relación de transformación.

El proceso de cortocircuitar el devanado secundario se lleva a cabo a través de colocar un puente entre las dos terminales de la bobina del secundario. Si se encuentra instalada una bornera cortocircuitable en el tablero de control se puede realizar desde ese punto.

Figura 36. Transformador de corriente



Fuente: ABB. *Transformadores de medida exteriores, guía para el comprador*. p. 13.

En la figura 36 se muestran las partes constructivas de un transformador de corriente. Los criterios para seleccionar los transformadores de corriente son:

- El factor de sobrecarga
- Tipo de servicio
- Corriente dinámica de cortocircuito
- Tipo de aislamiento

- Condiciones de operación
- Corrientes nominales primaria y secundaria
- Corriente térmica de cortocircuito de corta duración
- Frecuencia nominal
- Clases de precisión
- Carga nominal secundaria (*burden*)

3.4.1.1. Transformadores de corriente para aplicaciones en protecciones

Como se mencionó anteriormente, los transformadores de corriente por lo general operan con 5 amperios en el devanado secundario y eventualmente se utilizan TC's que operan con 1 amperio, para aplicaciones en que los cables de control tienen una longitud muy grande y el *burden* puede resultar excesivo.

Para los relevadores de protección de estado sólido, lo que conviene es que el TC cumpla con la condición de precisión requerida. Para los transformadores de corriente aplicados a protección, su clase de exactitud establece un error de relación porcentual que corresponde a un valor de 20 veces su corriente nominal secundaria. Para los fines de protección se hace referencia a las normas americanas ANSI como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla VIII. **Burdens estándar para transformadores de corriente aplicados a protección con secundario de 5 amperios**

<i>Burdens</i>	<i>Burden designation</i>	<i>Resistance (Ω)</i>	<i>Inductance (mH)</i>	<i>Impedance (Ω)^c</i>	<i>Total Power (VA at 5 A)</i>	<i>Power Factor</i>	<i>Terminal Voltage</i>
<i>Relaying burdens</i>	B-0,1	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9	10
	B-0,2	0,18	0,232	0,2	5,0	0,9	20
	B-0,5	0,45	0,580	0,5	12,5	0,9	50
	B-1,0	0,50	2,300	1,0	25,0	0,5	100
	B-2,0	1,00	4,600	2,0	50,0	0,5	200
	B-4,0	2,00	9,200	4,0	100,0	0,5	400
	B-8,0	4,00	18,400	8,0	200,0	0,5	800

Fuente: IEEE Power and Energy Society. *IEEE C57.13TM-2016, IEEE standard requirements for instrument transformers*. p. 33.

Estos valores, se dan para un error máximo de 10 % a 20 veces la corriente nominal.

3.4.1.2. El efecto de la saturación y las curvas de excitación

La corriente de excitación es función del voltaje secundario de excitación y la impedancia de excitación que constituye el comportamiento y los efectos del núcleo (las pérdidas causadas por histéresis) corrientes circulares y magnetización.

La magnitud de la corriente de excitación se puede obtener al aplicar un valor de voltaje conocido al secundario del transformador, mientras el circuito primario se encuentra abierto. Si se conoce la corriente para varios valores de voltaje, se puede elaborar lo que se conoce como una curva de excitación del transformador.

Cuando se disminuye la impedancia de magnetización se produce saturación en el núcleo. Esto afecta en el funcionamiento de las protecciones contra sobrecorriente. Para disminuir la saturación en los transformadores de corriente se debe de realizar lo siguiente:

- Utilizar relaciones de transformación tan grandes como sea posible sin perder la exactitud de la medición.
- Conservar la carga secundaria (*burden*) en un valor reducido.

3.4.2. Transformadores de potencial

Este tipo de transformadores de instrumento se encarga de medir la tensión del sistema de potencia y transformarla a valores estándar. El circuito primario se conecta en paralelo con el circuito del cual se desea conocer el voltaje y en el secundario se conectan los instrumentos (relevadores, medidores de energía, entre otros.). Las tensiones primarias (normalmente en el orden de kV) se transforman a tensiones secundaria normalizadas (115 – 120 volts) de forma proporcional.

Los equipos de instrumento conectados en el secundario tienen que medir el valor proporcional de voltaje del circuito primario, por lo que es necesario que la relación entre los voltajes primario y secundario deba mantenerse constante. Para ello, se debe limitar lo más posible la caída de tensión en ambos devanados. En tales condiciones se cumple la siguiente relación:

$$RTP = \frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (3:2)$$

V_s = voltaje del devanado secundario

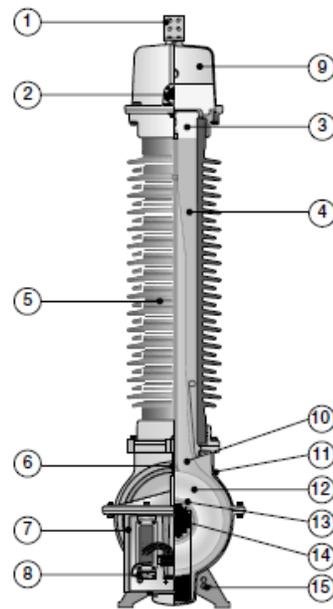
N_s = número de espiras del devanado secundario

V_p = voltaje del devanado primario

N_p = número de espiras del devanado primario

RTP es la relación de transformación del transformador de potencial. Las partes constructivas de este tipo de transformador se muestran detalladamente en la figura 37.

Figura 37. **Transformador de potencial**



Transformador de tensión EMF 145

- | | |
|-------------------------------------|---------------------------|
| 1. Borne primario | 9. Sistema de expansión |
| 2. Luz de aviso del nivel de aceite | 10. Aislamiento de papel |
| 3. Aceite | 11. Tanque |
| 4. Relleno de cuarzo | 12. Devanado primario |
| 5. Aislador | 13. Devanados secundarios |
| 6. Tornillo de enganche | 14. Núcleo |
| 7. Caja de bornes secundarios | 15. Conexión a tierra |
| 8. Terminal de neutro | |

Fuente: ABB. *Transformadores de medida exteriores, guía para el comprador.* p. 15.

Los criterios para seleccionar un transformador de potencial son los siguientes:

- El tipo de aislamiento
- Carga nominal secundaria
- Tensiones nominales
- El tipo de servicio
- Las condiciones en las que opera
- Factor de tensión
- Clases de precisión

3.5. Relevadores de protección

Los relevadores son utilizados especialmente en la generación de potencia eléctrica, distribución en alta tensión y protección. Son dispositivos encargados de detectar condiciones de fallas y de aislar las partes del sistema de potencia tan rápido como sea posible.

Cuando una falla no se detecta y despeja rápidamente puede ocasionar daños importantes en los equipos del sistema de potencia. Puede que se tenga que llegar a una larga y costosa reparación. Asimismo, cuando no se garantiza continuidad de servicio, puede haber consecuencias como multas impuestas por

la Comisión Nacional de Energía de Guatemala. Por lo que se debe de garantizar una operación correcta de los componentes del sistema.

Estos dispositivos de protección pueden actuar por una señal de corriente, una señal de voltaje o la presencia de ambas. Cuando el relevador recibe esas señales las analiza y actúa si existen condiciones anormales en el sistema. Los relevadores se componen de un elemento de operación y de un conjunto de contactos. El elemento de operación recibe la señal de los dispositivos sensores del sistema (como los transformadores de corriente o potencial), compara los valores medidos y actúa según sea el caso.

Los relevadores pueden actuar mandando una señal, o completar una lógica de circuito para provocar el disparo de un interruptor, el cual aísla la sección del sistema en el que se encuentre la falla. Los tipos de relevadores que existen son los siguientes:

- Electromecánicos
- Estáticos (electrónicos analógicos)
- De microprocesadores (Digitales)

Los relevadores (cualquiera que sea el tipo de relevador) debe de cumplir con tres características en su aplicación en protecciones, las cuales son:

- Selectividad
- Alta sensibilidad

- Alta velocidad

3.5.1. Selectividad de la protección

Es la habilidad de los relevadores de reconocer y decidir cuándo debe operar un interruptor y así poder minimizar el efecto adverso de la falla.

El sistema eléctrico de potencia ideal es un sistema selectivo. Para ello, los dispositivos de protección eléctrica deben de ser dimensionados, ajustados y coordinados con cada uno de los otros, de tal forma que solo opere el elemento más cercano a la falla. Si este dispositivo llegara a fallar, el siguiente dispositivo debe abrir una porción mayor del circuito y así sucesivamente hasta llegar al dispositivo de protección de la fuente.

El objetivo del ajuste y coordinación de las protecciones es de lograr la total selectividad con la máxima sensibilidad y rapidez de actuación. En la práctica estas variables no se pueden maximizar de manera independiente, ya que están relacionadas entre sí. Es decir, si se incrementa alguna de estas variables lo más probable es que disminuyan las otras dos. Sin embargo, las nuevas tecnologías han logrado que los equipos de protección aumenten el valor de las tres variables, haciendo que los equipos sean más confiables.

3.5.2. Sensibilidad de la protección

Es la medida de eficacia de las protecciones. Es la aptitud para medir una magnitud de alguna variable o de responder a una orden. El sistema de protección debe ser capaz de detectar fallas temporales y permanentes y diferenciarlas aun cuando estén muy alejados del objeto a proteger.

Asimismo, los elementos de protección deben ser suficientemente sensibles como para poder detectar corrientes de falla mínimas y operar en un tiempo adecuado.

3.5.3. Velocidad de actuación

Es la capacidad que tienen los relevadores de operar en el menor tiempo posible, de forma que el disturbio tenga efectos adversos mínimos. Las fallas que afecten a los transformadores de potencia y en general a cualquier elemento a proteger deben de ser aisladas tan rápido como sea posible.

Esto con el objetivo de permitir y asegurar la continuidad de servicio, despejando cada falla antes de que esta conlleve a una pérdida mayor en los elementos del transformador y evitar daños.

En sistemas de alto voltaje y en lugares cercanos eléctricamente a los centros de generación, el tiempo para eliminar las fallas es de suma importancia debido a que las potencias disipadas en este tipo de eventos son muy altas, pudiendo provocar inestabilidad en el sistema en períodos de tiempo muy cortos. Por esta razón se requieren equipos de alta velocidad.

3.5.4. Protección primaria y de respaldo

Cuando surge una falla en el transformador, la protección primaria tiene como objetivo principal el habilitar la desconexión en la forma más rápida posible, actuando como la primera línea de defensa.

Es importante que la protección sea fiable, por lo que se recomienda que la protección principal sea redundante, es decir, contar con dos relevadores de protección físicamente diferentes (protección primaria y de respaldo), estos deben trabajar de forma independiente entre sí.

Es importante mencionar que los circuitos de alimentación de ambos relevadores de protección deben de ser independientes. Ambos relevadores actuarán en paralelo, es decir que cualquiera de ellos efectuará la acción de disparo de los interruptores.

La protección de respaldo de un transformador es aquella que puede detectar la falla y operar después de que la protección primaria tiene fallas en su operación. Las protecciones de respaldo deben cumplir los siguientes requisitos:

- Los relevadores de respaldo deben operar de forma independiente, para que no controlen dispositivos en común y ocasionar actuaciones no deseadas.
- Deben operar con suficiente retraso en todo el rango de corrientes de fallas medidas, de tal forma que permita primero la operación de la protección primaria.
- Su principal limitación es la sensibilidad, ya que la velocidad de actuación está sujeta a la coordinación con la protección primaria, incrementando el costo de las protecciones.

Si la seguridad de la protección que otorga un elemento es insuficiente, es recomendable utilizar dos elementos de protección que actúen simultáneamente

para poder efectuar la acción de disparo del interruptor. Es decir, los contactos de estos elementos deben estar conectados en serie como permisivos para que la acción sea válida.

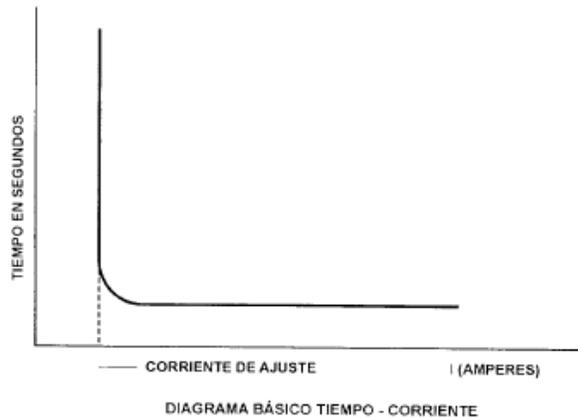
3.6. Protección con relevadores de sobrecorriente

Uno de los relevadores más utilizados es el de sobrecorriente, el cual opera en el momento que exista una corriente mayor que un valor de corriente previamente calculada y establecida. Existen dos tipos de relevadores de sobrecorriente, los cuales son:

- Tipo instantáneo
- Tipo demora (retraso-tiempo)

El primer tipo de relevador de sobrecorriente está principalmente diseñado para que en el momento que se exceda el valor ajustado de corriente, entre en operación sin un tiempo de retraso intencional. Su curva característica se expresa mediante un diagrama tiempo – corriente como se muestra a continuación en la figura 38:

Figura 38. **Característica de operación de relevador de sobrecorriente**



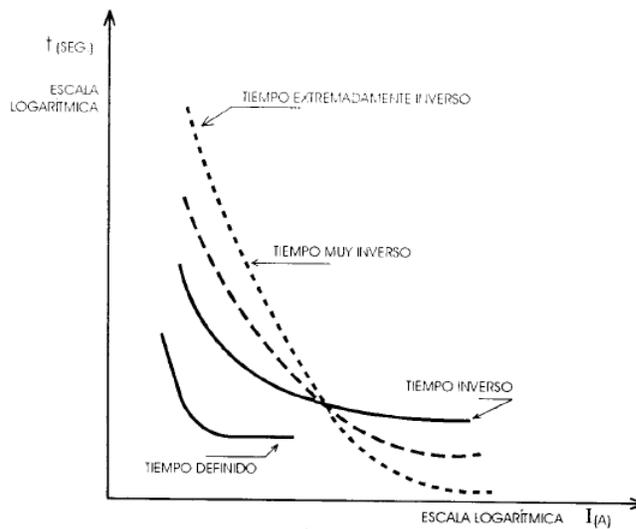
Fuente: HARPER, Enríquez. *Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales*.
p. 276.

El relevador tipo demora (o contra tiempo), tienen una curva de operación en la que el tiempo de operación se comporta de forma inversa al valor de la corriente medida que circula por el relevador. Este se puede representar por medio de las cuatro curvas características siguientes:

- Tiempo extremadamente inverso
- Tiempo muy inverso
- Tiempo inverso
- De tiempo definido

La diferencia entre estas curvas características se evidencia en el tiempo de operación de la corriente y se usará la que sea más conveniente de acuerdo a su aplicación. En la figura 39 se muestran las curvas.

Figura 39. **Características de operación de relevadores tipo demora**



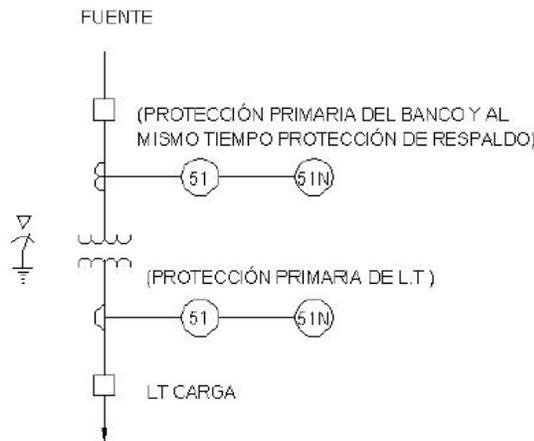
Fuente: HARPER, Enríquez. *Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales.*
p. 277.

Por el tipo constructivo de los relevadores de sobrecorriente se conoce que no son selectivos por sí mismos, ya que detecta fallas tanto en el equipo protegido como en el adyacente.

El número de designación de los relevadores de sobrecorriente es el número 50 para el relevador de acción instantánea y 51 para el de retardo de tiempo. Pueden ser aplicados para protección de fase o bien protección de fase a tierra.

La protección de sobrecorriente se utiliza como protección de respaldo frente a las altas corrientes de falla que se generen y a sobrecargas excesivas en sistemas que se protegen con fusibles como protección principal. Sin embargo, en circuitos donde se cuente con interruptores, el relevador de protección se usa como protección primaria. La figura 40 muestra el esquema de protección.

Figura 40. **Protección primaria con relevadores de sobrecorriente**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia, TOMO 1. p. 112.*

El esquema de protección con relevadores de sobrecorriente se debe utilizar en altos voltajes y consta de un transformador de intensidad en cada una de las fases, en donde existe como mínimo un relevador para fallas a tierra y un relevador de protección de fallas entre fases. Algunas características importantes de este tipo de relevadores son:

- Difíciles de coordinar, poco selectivos.

- Se utilizan como relevadores de respaldo en transformadores de potencia.
- Necesidad de cambiar los ajustes, al cambiar la configuración del sistema y la corriente de carga.

3.6.1. Relevador de sobrecorriente instantáneo (50)

Este relevador presenta una operación casi instantánea para valores de corriente excesivos, y esto muestra una falla en el circuito protegido. El tiempo de actuación es del orden de 0,05 segundos y el más comúnmente utilizado es el de atracción electromagnética.

3.6.2. Relevador de sobrecorriente con retraso de tiempo (51)

Opera con una curva característica de tiempo definida e inversa. Presenta su operación cuando la intensidad de corriente en un circuito protegido sobrepasa un valor determinado. A mayor corriente menor tiempo de la característica inversa. Algunas características que tomar en cuenta son las siguientes:

- De tiempo definido: se utilizan los relevadores con este tipo de curva cuando no es necesario coordinar con otros dispositivos.
- De tiempo inverso: útil en aplicaciones donde existan variaciones en los valores de potencia o modificaciones en los elementos del circuito (desconexión de elementos o conexiones de elementos), se presenta variabilidad en la corriente de falla.

- De tiempo muy inverso: en sistemas eléctricos donde existen variaciones de corriente para fallas pequeñas y el tiempo de interrupción es reducido.
- De tiempo extremadamente inverso: recomendable en redes de distribución.

3.7. Protección con relevadores diferenciales (87)

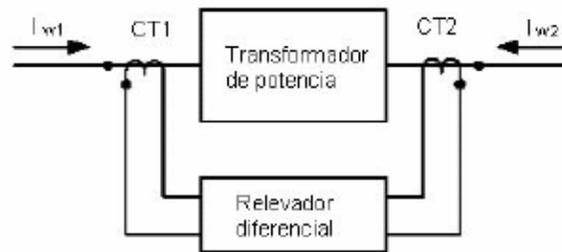
Este tipo de relevadores de protección, opera tomando en cuenta las posibles diferencias y variaciones entre las corrientes de entrada y salida del elemento a proteger. Su zona de actuación se encuentra delimitada por la ubicación de los transformadores de corriente instalados en ambos extremos del elemento que se está protegiendo, resultando ser una protección selectiva. Esta protección es capaz de eliminar cortocircuitos internos y fallas debidas a arcos eléctricos en las boquillas de los transformadores.

La corriente que circula hacia el interior de cualquier parte de un sistema eléctrico a ser protegido, sea normal o anormal, debe de ser igual a la corriente que fluye hacia el exterior.

Los transformadores de corriente, sobre cada lado del equipo protegido se conectan al relevador diferencial. Si existe diferencia entre la corriente de entrada y la de salida del elemento protegido, se detecta por medio de los transformadores de corriente y no pasará a través de la bobina de actuación del relevador, $I_1 - I_2$, si $I_1 = I_2$. Si la corriente de entrada al elemento protegido es exactamente igual a la de salida, el relevador diferencial no opera.

En su aplicación de protección de transformadores de cierta capacidad, actúa abriendo los interruptores de ambos extremos equipo que se protege para evitar daños en el elemento. El principio de la aplicación de la protección diferencial se muestra en la figura 41.

Figura 41. **Diagrama de conexión de un relevador diferencial típico**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia, TOMO 1.* p. 113.

Los elementos diferenciales comparan una corriente de operación (I_{OP}), con una corriente de restricción (I_{RT}). La I_{OP} se puede obtener como la suma de los fasores de las corrientes que incorporan elemento protegido, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$I_{op} = |I_{w1} + I_{w2}| \quad (3:3)$$

La corriente I_{OP} es proporcional a la corriente de falla, en el caso de fallas internas y se acerca a cero en cualquier otra de las condiciones ideales de operación del transformador. La corriente I_{RT} se puede obtener de las siguientes formas:

$$IRT = k|Iw_1 - Iw_2| \quad (3:4)$$

$$IRT = k(|Iw_1| + |Iw_2|) \quad (3:5)$$

$$IRT = \text{Max}(|Iw_1|, |Iw_2|) \quad (3:6)$$

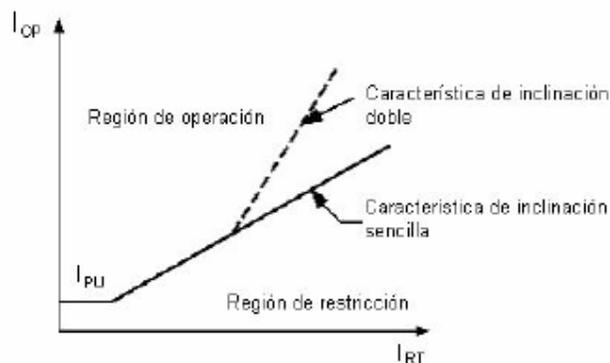
k = factor de compensación, tomado generalmente como 1 o 0,5.

En general, si la corriente de operación I_{OP} es más grande que la corriente de restricción I_{RT} el relevador diferencial ocasiona una señal de disparo, como se muestra a continuación:

$$I_{op} > SLP \ IRT \quad (3:7)$$

La figura 42 muestra las características típicas de operación de un relevador diferencial, consta de una línea recta con una pendiente a cierto nivel de inclinación SLP (SLP = pendiente de la curva). Asimismo, una línea recta horizontal que delimita el valor de corriente mínima del relevador de protección.

Figura 42. **Característica de relevador diferencial con doble inclinación**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia*, TOMO 1. p. 114.

La nomenclatura utilizada en fórmulas y figuras para este tipo de protección es la siguiente:

- HB = bloqueador de armónicos
- DCR = es la relación del valor mínimo y el valor máximo
- IHBL = bloqueador lógico de armónica
- DCBL = bloqueador lógico de corrientes diferenciales

Cuando existe una condición de falla y se presenta diferencia entre las corrientes medidas, se guía internamente por una bobina que hace actuar el relevador. La conexión de los TC's a los relevadores debe de respetar lo siguiente:

- El relevador diferencial debe discernir y actuar para fallas internas suficientemente severas.
- Los relevadores diferenciales no deben operar para fallas externas o para carga.

3.7.1. Factores que afectan la protección diferencial

El esquema diferencial se ve afectado por factores como las corrientes de *Inrush* de un transformador generadas en su arranque, produciendo corrientes diferenciales, pudiendo causar una mala operación del relevador diferencial. Las

posibles fuentes de corrientes diferenciales falsas en los transformadores de potencia, pueden ser ocasionadas por las siguientes condiciones:

- Relación deficiente entre los rangos de medición del TC.
- Presencia de saturación en el núcleo del transformador de corriente.
- Relación de transformación variable en el transformador, debido al cambiador de derivaciones.
- Corrientes de magnetización.
- Sobreexcitación del transformador

Existen nuevas tecnologías que ayudan a mejorar cada uno de estos inconvenientes. Por ejemplo, para resolver el problema de la corriente *inrush* en los relevadores de alta velocidad, los relevadores utilizan relevadores con retención de armónicas, bloqueo de disparo con tres relevadores de bajo voltaje. Asimismo, relevadores con unidades de bloqueo resonantes y relevadores con la capacidad de cancelación de armónicas.

En relevadores lentos se utilizan relevadores de disco de inducción con retardo de 0,2 segundos o más.

3.8. Curva de daño a transformadores de potencia

El valor máximo de falla que puede soportar un transformador sin sufrir daños severos, se calcula como $1 / Z_{pu}$ veces la corriente nominal, siendo Z_{pu} el valor de su impedancia expresado en valores por unidad.

Por ejemplo, un transformador con 4 % de impedancia, la máxima corriente de falla que puede circular a través de él es $1/0,04 = 25$ veces la corriente nominal. Estos valores se muestran en la tabla de capacidades de sobrecorriente en transformadores según normas ANSI a continuación:

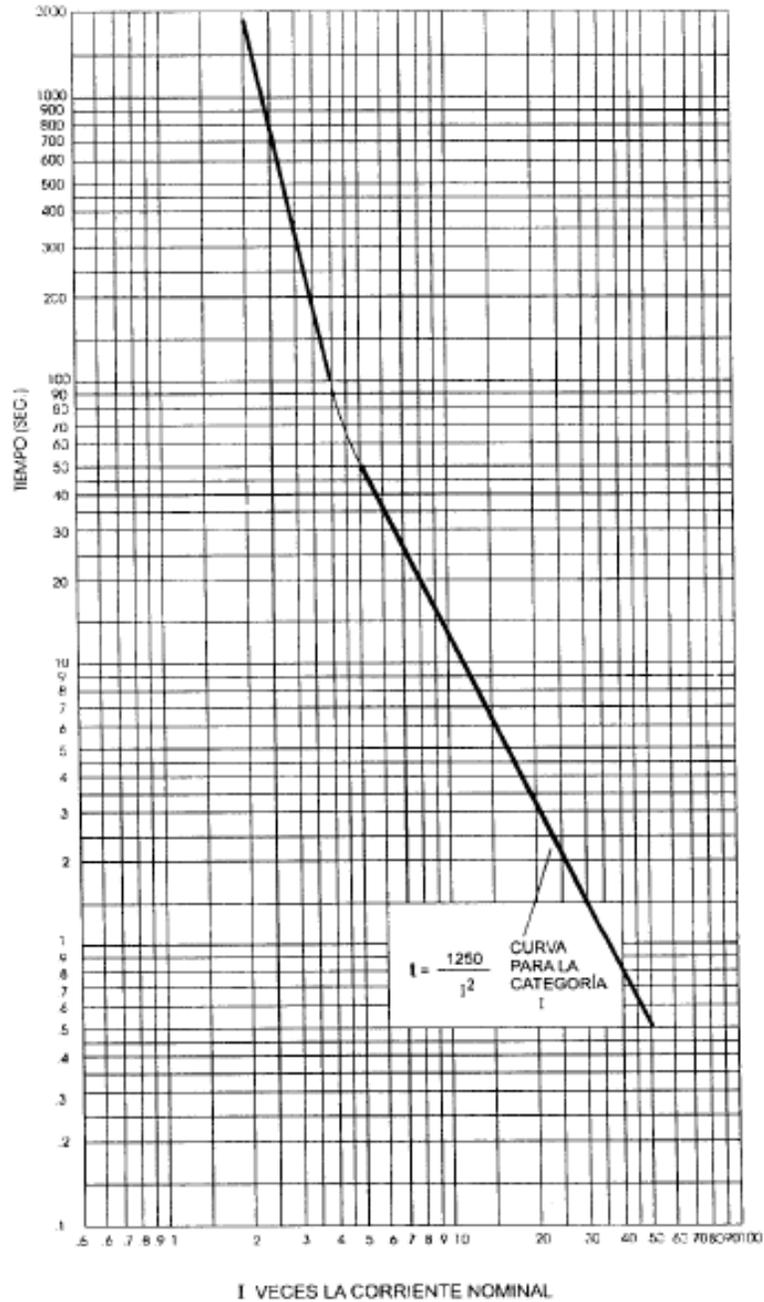
Tabla IX. **Capacidades de sobrecorriente en transformadores según normas ANSI/IEEE**

Múltiplos de la corriente nominal	Impedancia del transformador (% a su capacidad)	Tiempo máximo de aguante (segundos)
25	4	2
20	3	2
16	6	2
14 o menos	8 o mayor	2

Fuente: HARPER, Enríquez. *Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales*. p. 325.

Asimismo, la curva de daño a un transformador de potencia, da una información más completa del tiempo de aguante y las corrientes ante una falla que pueda generarse en los transformadores de potencia, la cual se muestra a continuación:

Figura 43. Curva de daño de transformador de potencia



Fuente: HARPER, Enríquez. *Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales.*
p. 328.

Las normas tienen 6 curvas, en la figura 43 se muestra la curva básica para todas las categorías de transformadores con 4 % de impedancia. Las curvas muestran que los transformadores pueden soportar hasta 25 veces su corriente nominal durante 2 segundos.

4. RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-787 PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

4.1. Introducción

Los relevadores de protección multifuncional SEL disponen de un microprocesador de tecnología de punta, el cual detecta valores medidos por transformadores de instrumento y otro tipo de señales; para que posteriormente pueda realizar la orden de apertura a los interruptores de potencia involucrados cuando hay una anomalía.

El relevador SEL-787 permite protección diferencial y de sobrecorriente a transformadores de potencia de dos devanados, barras, generadores, entre otros. Es importante mencionar que pueden integrar con rapidez comunicaciones seriales o *Ethernet* con protocolos MODBUS, DNP3, IEC-61850, MIRRORRED BITS, entre otros.

4.2. Descripción general

Es un relevador de protección de transformador, con capacidad de comunicación *Ethernet* de cobre o fibra óptica. Garantizando protección completa para los devanados de un transformador de potencia y operación con pendiente dual. Este tipo de protección cuenta con elementos de secuencia negativa, sobrecorriente de fase, de neutro y residual como protecciones de respaldo.

Asimismo, supervisa la temperatura del ambiente, la del tanque de cambiador de derivaciones y la del aceite del transformador. Posee entradas

analógicas de 4-20 miliamperios o entradas térmicas del detector de temperatura por resistencia (RTD) opcionales. El relé SEL-787 cuenta con las siguientes opciones:

- Opción de corriente AC en el neutro (1 A o 5 A en el neutro).
- Las opciones de voltaje pueden ser conexión en estrella de cuatro hilos, delta abierta o fase simple conectada.
- Las opciones de entradas y salidas (I/O) cuentan con la capacidad de entradas de salidas tanto análogas como digitales adicionales. Asimismo 10 entradas RTD.

Es una protección confiable en entornos agresivos, funcionando en condiciones extremas, con una temperatura de funcionamiento de -40 a +85 grados centígrados. También posee la capacidad de superar vibración, compatibilidad electromagnética y condiciones ambientales adversas.

El relé es seguro y confiable ya que proporciona la máxima seguridad durante fallas externas y condiciones de energización del transformador. Detecta fallas internas con rapidez. Las cantidades medidas por el SEL-787 incluyen armónicos, potencia, frecuencia; voltajes y corrientes de fase, corrientes de neutro; voltajes y corrientes de secuencia; y registro de máximos y mínimos de cantidades seleccionadas.

Las características de protección que tiene son las siguientes:

- Sobrecorriente instantánea por fase (50P)

- Sobrecorriente instantánea en la tierra (50G)
- Sobrecorriente de secuencia negativa (50Q)
- Sobrecorriente con tiempo por fase (51P)
- Sobrecorriente con tiempo en la tierra (51G)
- Sobrecorriente de secuencia negativa con tiempo (51Q)
- Corriente diferencial (87)
- Protección ante falla de interruptor

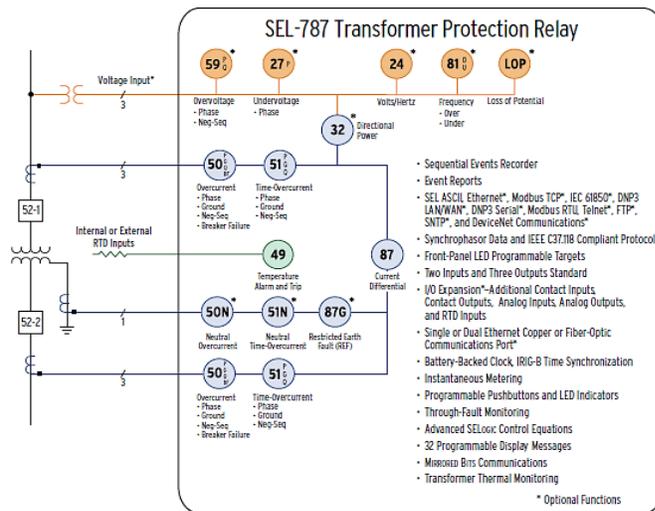
Las características de protección opcionales son:

- Baja tensión (27)
- Sobretensión (59)
- Sobretensión de secuencia negativa (59Q)
- Protección contra flujo de potencia inverso (32)
- Falta de potencial (60LOP)
- Frecuencia (81)

- Volts/Hertz (24)
- Sobrecorriente instantánea en el neutro (50N)
- Sobrecorriente con tiempo en el neutro (51N)
- Falla a tierra restringida (REF)
- Protección con el uso de RTD

El diagrama de funciones del relevador de protección de transformador SEL-787, es el siguiente:

Figura 44. Diagrama de funciones del relevador SEL-787



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.

4.2.1. Protección diferencial de corriente

El relevador cuenta con elementos diferenciales de corriente con retención o sin retención. Los elementos con retención poseen una característica de doble pendiente, mientras que los elementos diferenciales sin retención proporcionan despeje rápido, para fallas internas de gran magnitud.

El relé posee un elemento de quinta armónica que evita la operación errónea del mismo en condiciones de sobreexcitación, un elemento de segunda armónica que provee protección contra las corrientes de *inrush* durante la energización del transformador y un modo bloqueo para fase individual o bloqueo común.

Así por medio de elementos de armónicos y de bloqueo se puede proporcionar seguridad contra condiciones que causan la operación inadecuada del relevador, derivadas de eventos que afectan al sistema de potencia o al transformador protegido.

4.2.2. Protección de sobrecorriente

Este relevador también proporciona protección contra sobrecorrientes mediante los siguientes elementos de sobrecorriente no direccional para cada terminal:

- Sobrecorriente de fase (50P/51P): tres niveles instantáneos, de tiempo definido y tiempo inverso.
- Sobrecorriente residual (50N/51N): instantánea, de tiempo definido y tiempo inverso.

- Sobrecorriente instantánea residual (50G) y Sobrecorriente residual de tiempo definido (51G).
- Sobrecorriente de secuencia negativa (50Q/51Q): instantánea, de tiempo inverso y también de tiempo definido.

El *pickup* es el valor umbral que al alcanzarlo se activa la función de protección. Los ajustes del *pickup* y las características de los elementos de sobrecorriente son programados de forma independiente de los ajustes de los elementos de protección diferencial.

4.2.3. Protección para fallas restringida a tierra

El relevador 787 posee un elemento de protección para fallas restringidas a tierra (REF), que proporciona detección sensitiva de fallas internas a tierra. Dicha función cumple protegiendo autotransformadores y transformadores con estrella conectada a tierra.

4.2.4. Entradas optoaisladas y contactos de salida programables

El relevador permite diseñar esquemas de disparo y control personalizados. Las ecuaciones de control SELogic incluyen funciones de temporización independiente, disparo, generación de reportes de evento y control de contactos de salida del relé. Los contactos de salida pueden ser programados para disparos de los interruptores o para accionar otros relevadores auxiliares de disparo (86G) o bien para alarmas.

Las entradas optoaisladas pueden ser asignadas a varias funciones, como por ejemplo al 52A (contacto de estado del interruptor).

4.3. Control y comunicaciones

Los relevadores SEL cuentan con diversos medios de comunicación. Los cuales proporcionan una rápida integración en nuevas tecnologías y en las que ya existen. Los medios de comunicación son los siguientes:

- Puerto EIA-232
- Puerto EIA-232, EIA-485, *Ethernet* y puerto de fibra óptica
- Entrada IRIG-B con código de tiempo

Los protocolos de comunicaciones con los que trabaja son:

- Modbus® RTU slave, Modbus TCP/IP
- DNP3
- *Ethernet*® FTP
- Telnet
- SNTP
- Mirrored Bits®

- IEC 61850
- DeviceNet™
- File Transfer protocol
- Synchrophasors with C37.118

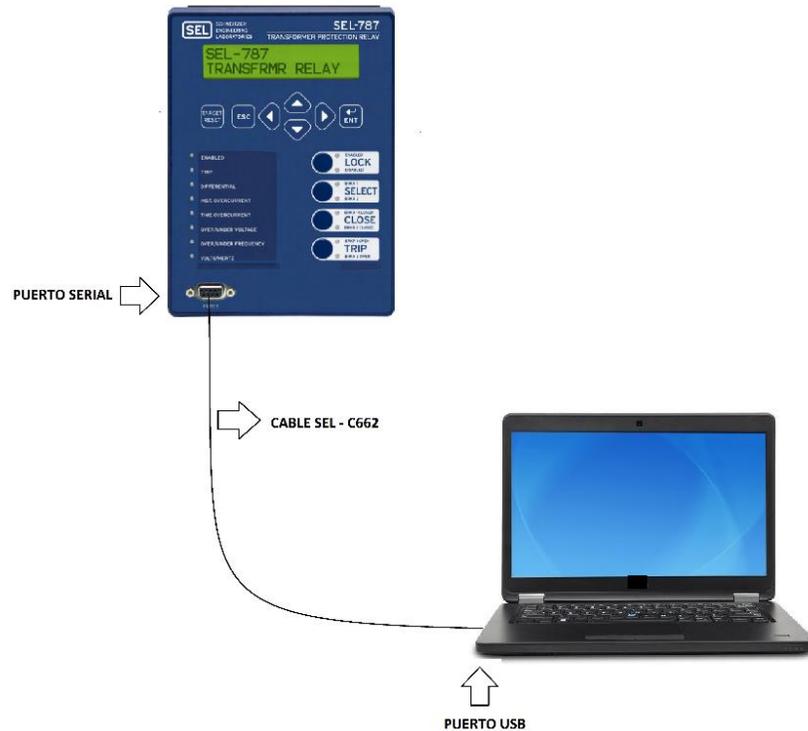
4.3.1. Interfaz serial

Se puede realizar la comunicación entre el relé SEL-787 y una PC a través del interfaz serial situado al frente del relevador y con el uso del programa AcSELeRator Quickset de SEL, que es una gran herramienta para el control y programación de los relevadores. De esta forma se pueden operar todas las funciones del equipo.

Este procedimiento de conexión se puede lograr con el uso de los siguientes equipos:

- PC equipada con puerto USB.
- Relevador SEL-787.
- Cable óptico de datos (para establecer la comunicación) SEL- C662, con el cual se puede conectar el puerto USB de la computadora hacia el puerto serial del relevador de protección.
- *Software* para controlar el puerto USB de la computadora.

Figura 45. **Conexión entre el relevador y PC**



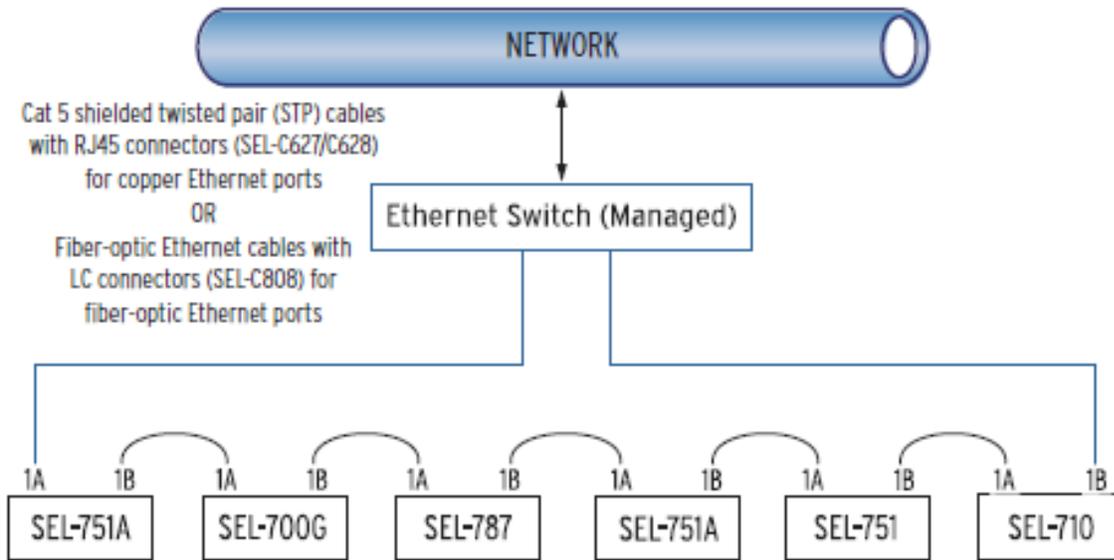
Fuente: elaboración propia, empleando Photoshop CS6.

La figura 45 representa la conexión entre el puerto serial del relé y el puerto USB de una máquina portátil.

4.3.2. **Interfaz *Ethernet***

Los relevadores SEL también cuentan con un puerto *Ethernet* para la comunicación, el cual puede ser utilizado con un conector RJ-45. Si el relevador cuenta con dos puertos *Ethernet* y con el uso de un *switch* se puede realizar una red de comunicación como se muestra en la figura 46.

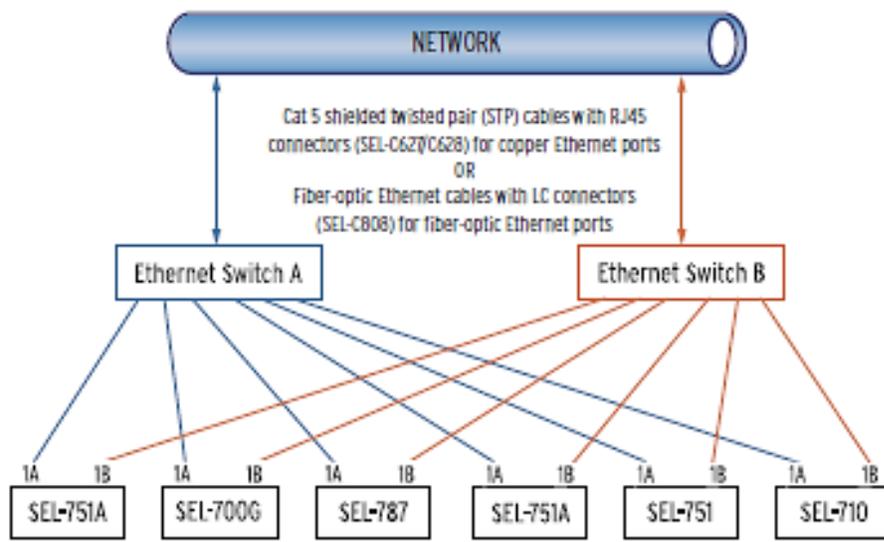
Figura 46. Red de comunicación *Ethernet* simple



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.
p. 10.

Asimismo, si el relevador cuenta con dos puertos *Ethernet* también puede realizarse una red redundante, como lo muestra la siguiente figura.

Figura 47. Red de comunicación con conexión dual redundante



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.
p. 10.

Para conectar un relevador a la red *Ethernet*, se necesita lo siguiente:

- Configurar el puerto *Ethernet* del relé, con los parámetros de la red
- Conexión a la red de comunicación
- *Software* terminal, configurado para conexión TCP/IP

Los parámetros a configurar para la conexión terminal a través de la red *Ethernet*, son los siguientes:

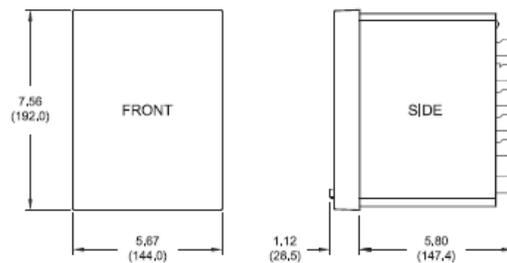
- Dirección del *host* = IP. del relé

- Número de puerto = Puerto TCP
- Conectar usando TCP/IP

4.4. **Hardware del relé SEL- 787**

A continuación, se muestra el *hardware* del relé SEL-787, empezando con las medidas de ancho y altura tanto del frente como de los lados del relevador en la siguiente figura:

Figura 48. **Dimensiones del relé SEL-787**

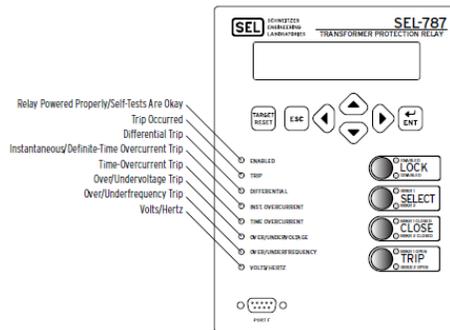


Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.

p. 11.

El panel frontal de relevador se compone de lo siguiente, según la figura 49 que se muestra a continuación:

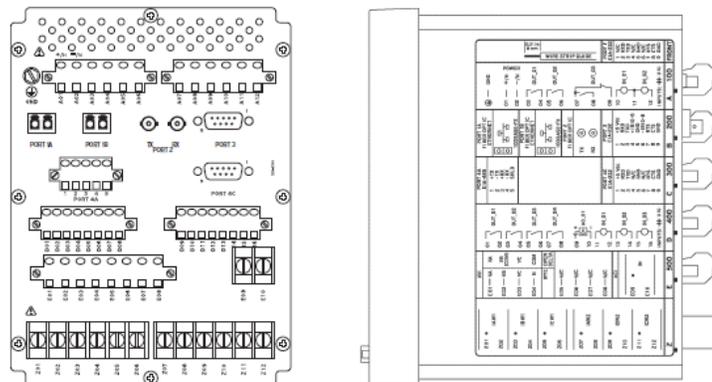
Figura 49. Panel frontal del relevador



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay.*
p. 13.

La parte de atrás del relevador y la designación de las entradas y salidas mostradas en el lado de este se muestran a continuación:

Figura 50. Parte posterior y lado del relevador



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay.*
p. 13.

4.5. Características de monitoreo

Cuenta con la función de generar eventos que contienen el ID, la fecha, la hora, la causa del disparo y las magnitudes de voltaje y corrientes. Asimismo, genera los reportes de los eventos.

Genera un reporte secuencial de eventos, con cada una de las señales digitales que se habilitaron en el momento del disparo. Es compatible con el SEL-3010. Monitorea el evento a través de la falla presentado en el transformador.

Los relevadores de protección cuentan con un *software* diseñado para su configuración y parametrización llamado AcSELerator, el cual es indispensable para el monitoreo constante del relevador.

4.5.1. Software AcSELerator Quickset SEL-5030

Es El *software* de SEL diseñado y empleado para la configuración de los relevadores marca SEL. Con este *software* se puede descargar la programación actual del relevador o bien enviar los ajustes para configurar un relevador nuevo, tomando en cuenta el análisis realizado para cada aplicación específica.

Incluso es importante mencionar que se puede realizar la configuración del relevador previo a conectarse al mismo. Asimismo, permite crear variables tanto lógicas como matemáticas y si se crea algo erróneo el *software* automáticamente genera una alerta e invalida el enunciado. La pantalla principal del *software* se muestra en la siguiente figura:

Figura 51. **Pantalla principal software AcSElerator Quickset SEL-5030**



Fuente: elaboración propia, empleando AcSElerator 6.10.7.0.

Los pasos para conectar el relé a través del puerto EIA-232 son los siguientes:

- Realizar conexión entre puerto serial del relevador con el puerto USB de la computadora por medio de un cable SEL-C662.
- Iniciar el *software* AcSElerator QuickSet 5030.
- Estando en la pantalla principal del *software*, en la sección de CONFIGURACIÓN se debe ingresar a la opción COMUNICACIÓN.
- En las opciones que se despliegan, en el tipo de conexión activa se debe seleccionar la opción SERIAL.
- En la opción dispositivo se debe ingresar el número de puerto de comunicación EIA-232 utilizado para la conexión.

- Colocar la velocidad de comunicación configurada para los puertos de comunicación del relevador, que puede ser desde 300 bps hasta 38 400 bps. El ajuste por defecto para el puerto serial es 2 400.
- Ingresar el número de *Bits* de datos configurado en el relevador, el cual puede ser 7 u 8. El ajuste por defecto para el puerto serial es 8.
- Ingresar el número de *Bits* de paro (*Stop. Bits*), que puede ser 1 o 2. El ajuste por defecto para el puerto serial es de 1.
- Seleccionar la opción de paridad si fuera necesario. El ajuste por defecto para el puerto serial es N (sin *bit* de paridad).
- Si el relevador tiene configurado el control de flujo de datos de transmisión (RTS/CTS: = Y), entonces en el *software* se debe de seleccionar la opción de encendido. Por defecto esta opción se encuentra apagada.
- El terminal de datos listo (DTR) se encuentra en el relé como encendido por defecto.
- El protocolo para el control del flujo de datos entre dispositivos informáticos (XON/XOFF) puede estar encendido o apagado dependiendo de su aplicación. Esta opción se encuentra encendida por defecto.
- La opción RTS o solicitud de envío sirve para que el dispositivo de envío indique al otro extremo que se prepare para recibir datos y que configure su línea CTS cuando esté listo. Por defecto se encuentra encendida.

- Para ingresar a los diferentes niveles de operación y configuración del relevador se debe de colocar las contraseñas para cada nivel. Por defecto la contraseña para ingresar al nivel 1 es OTTER y para el nivel 2 es TAIL.

Figura 52. **Parámetros de comunicación serial**

Fuente: elaboración propia, empleando Quickset AcSElerator 6.10.7.0.

Lo que se muestra en la figura 52 son los parámetros configurados para la comunicación serial entre el relevador y una computadora. Los pasos para conectar el relé a través del puerto *Ethernet* son los siguientes:

- Realizar conexión entre puerto *ETHERNET* del relevador con el puerto *ETHERNET* de la computadora por medio de un cable *ETHERNET*.
- Iniciar el *software* AcSElerator QuickSet 5 030.

- Estando en la pantalla principal del *software*, en la sección de CONFIGURACIÓN se debe ingresar a la opción COMUNICACIÓN.
- En las opciones que se despliegan, en el tipo de conexión activa se debe seleccionar la opción RED.
- En la opción dispositivo se debe ingresar la dirección IP. del Host, e ingresar el puerto 23 para IP. (el cual es una configuración por defecto).
- Seleccionar el protocolo de comunicación a utilizar. Puede ser Telnet, FTP, TCP. sin procesar y SSH.
- Si se selecciona FTP. o SSH, se debe colocar el usuario y contraseña configurados en este tipo de protocolos.
- Para ingresar a los diferentes niveles de operación y configuración del relevador se debe de colocar las contraseñas para cada nivel. Por defecto la contraseña para ingresar al nivel 1 es OTTER y para el nivel 2 es TAIL.

A continuación, se muestra un ejemplo de la configuración de los parámetros de comunicación a través de la conexión con cable *Ethernet* para el envío y recepción de datos entre el relevador y computadora con AcSELeRator.

Figura 53. **Parámetros de comunicación Ethernet**

Parámetros de comunicación

Tipo de conexión activa
Red

Serial Red Módem

Nombre de conexión

Dirección IP del host
192.168.6.1

Número de puerto(Telnet)
23

Número de puerto(FTP)
21

Opción de transferencia de archivos
 FTP TCP sin procesar
 Telnet SSH

ID de usuario

Contraseña

Contraseña de nivel uno
.....

Contraseña de nivel dos
....

Guar en lta. de direc Predet

Aceptar Cancelar Aplicar Ayuda

Fuente: elaboración propia, empleando Quickset AcSErator 6.10.7.0.

Cuando se realiza la lectura de la configuración de los relevadores con el *software*, se puede almacenar las plantillas de ajustes. En la interfaz Humano Máquina (HMI), que se encuentra en una de las pestañas de la pantalla de inicio del *software*; se tiene acceso a las mediciones instantáneas del relé, diagrama fasorial, magnitudes, ángulos y el estado de las señales.

4.5.2. Software SynchroWAVE Event

Es una herramienta que ayuda a los ingenieros al análisis de los eventos registrados por los relevadores SEL. Permitiendo diagnosticar el comportamiento del relevador durante una falla en el sistema de potencia.

Asimismo, el programa permite realizar cálculos con sus respectivas gráficas para poder analizar de una mejor forma los eventos presentados. Permite el análisis de la oscilografía, el estado de señales digitales, analógicas diagrama fasorial con magnitudes y ángulos. El relevador muestra exactamente el momento donde se presentan las fallas.

Figura 54. Oscilografía y diagrama fasorial de evento registrado por relevador SEL

The screenshot displays the SEL SynchroWAVE Event software interface. The top portion features a waveform plot with three-phase voltage signals (red, blue, and green) and a time axis ranging from 0 ms to 200 ms. A vertical cursor is positioned at 0 ms. The bottom portion shows a phasor diagram with three vectors representing the phase voltages. A control panel on the left includes a 'Phasor Calculations' section with a table of phase data:

Color Name	Mag	Angle
10A Phase	112.1948	17.6°
10B Phase	111.9428	-15.7°
10C Phase	125.2078	-12.7°

Below the table, there are 'Chart Options' including 'Cursor Selection' and 'Show Magnitudes'. The interface also shows the current cursor time as 05/13/14 06:24:26.149 PM.

Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories. *SEL synchroWAVE Event documentation*. p. 5.

122

Se pueden comparar las mediciones y añadir las señales digitales y analógicas que fueron medidas durante el evento. El *software* también permite el análisis de armónicos y de espectro de frecuencias.

4.5.3. Análisis de eventos

Para analizar un evento, inicialmente es indispensable comprender las causas externas o internas que pudieron haber ocasionado la falla, como las condiciones atmosféricas adversas o el mal estado de los elementos en el sistema de potencia. Se debe de conocer la localización de la falla, señalizaciones de los relés cercanos, operación de los interruptores, registros en los sistemas SCADA y registros realizados por el personal de la planta.

Posteriormente se revisa la lógica del relé para ver cuáles son los ajustes y conocer por qué fueron configurados de esa manera a través de la memoria de cálculo realizada en el momento de la instalación de las protecciones.

Se debe de obtener el reporte histórico (HIS) y el registro secuencial de eventos (SER) que presente el relevador. Así como cada uno de los eventos presentados en el día de la falla, con el uso del *software* AcSELerator.

Al momento de tener toda la documentación correspondiente al evento de falla se debe de analizar cada gráfica, señales analógicas, señales digitales, diagrama fasorial y tiempos de actuación con el uso del *software* SynchroWAVE hasta determinar las causas de actuación de la protección. Asimismo, encontrar la fecha y hora del evento en el SER, para determinar las señales que fueron activadas para su análisis.

Puede ser útil resolver preguntas como las siguientes:

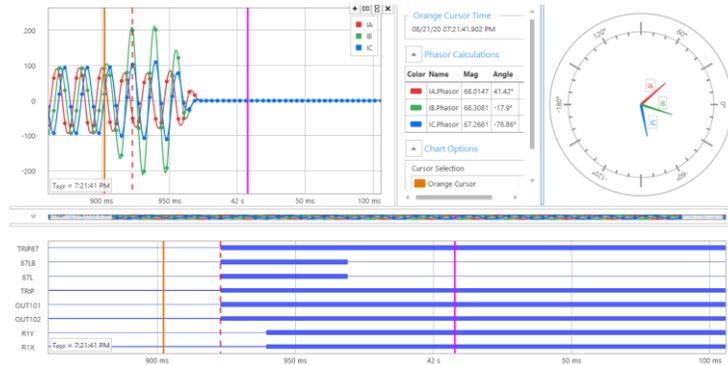
- ¿En qué dirección estaba fluyendo la potencia antes de la falla?
- ¿Cuál es el orden de fases en el diagrama fasorial?
- ¿Qué tipo de falla ocurrió?
- ¿Qué elemento de protección dentro del relé, ocasionó el *TRIP* o señal de disparo?
- ¿Cuánto tiempo tardó el relevador en operar?
- ¿Cuánto tiempo tardó el interruptor en liberar la falla?
- ¿El relevador de protección actuó como se esperaba, de forma correcta?

4.5.4. Reporte de eventos

En el momento que existen fallas en el sistema de potencia, los relés de protección guardan en su memoria las tensiones y corrientes analógicas muestreadas, el estado de sus entradas, contactos de salida, el estado de todos los elementos del relé y de su lógica programable.

El conjunto de estas variables conforma el reporte de un evento presentado, que básicamente es un registro almacenado de lo que el relé recibe en sus terminales y las acciones que tomó el relevador para liberar la falla. En la siguiente figura se muestra el ejemplo de un evento real presentado en un relevador de una Planta Hidroeléctrica.

Figura 55. **Evento registrado en relevador de una Planta Hidroeléctrica**



Fuente: elaboración propia, empleando SEL-5601-2.

Los registros guardados en los eventos incluyen:

- Fecha y hora
- Entradas analógicas muestreadas
- Estado de entradas y salidas
- Estado de los elementos y de la lógica del relé
- Ajustes del relé

4.5.5. Registro Secuencial de Eventos (SER)

Los relevadores digitales más avanzados cuentan con un registrador secuencial de eventos (SER).

Estos reportes son extremadamente útiles para revisar rápidamente una secuencia temporizada, tal como la de los elementos de disparo con retardo, temporizados programables y la lógica de recierre durante una prueba o después de una operación.

Los reportes del SER se utilizan para llevar un control de los eventos registrados por el relevador, así como para realizar pruebas de elementos de sobrecorriente y otros elementos, como las lógicas de disparo con retardo de tiempo, sin tener que programar ni cablear los contactos de salida a los temporizadores de los equipos externos de prueba. A continuación, se muestra el ejemplo de un registro secuencial de eventos.

Figura 56. **SER de eventos de disparo registrados por un relevador SEL**

#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
16	08/22/2019	19:21:41.919	TRIP87	Asserted
15	08/22/2019	19:21:41.919	87LB	Asserted
14	08/22/2019	19:21:41.919	87L	Asserted
13	08/22/2019	19:21:41.919	87LB	Deasserted
12	08/22/2019	19:21:41.919	87L	Deasserted
11	08/22/2019	19:21:41.926	TRIP	Asserted
10	08/22/2019	19:21:41.919	87LB	Asserted
9	08/22/2019	19:21:41.919	87L	Asserted
8	08/22/2019	19:21:41.929	R2X	Asserted
7	08/22/2019	19:21:41.929	R2Y	Asserted
6	08/22/2019	19:21:41.959	87LB	Deasserted
5	08/22/2019	19:21:41.959	87L	Deasserted
4	08/22/2019	19:23:27.279	TRIP87	Deasserted
3	08/22/2019	19:44:37.949	R2X	Deasserted
2	08/22/2019	19:44:37.949	R2Y	Deasserted
1	08/22/2019	19:44:37.956	TRIP	Deasserted

Fuente: elaboración propia, empleando Quickset AcSELerator 6.10.7.0.

4.5.6. Reporte histórico

Los reportes históricos brindan información general de lo que ha sucedido en el punto de la falla. El relevador agrega una nueva entrada al reporte histórico cada vez que se genera un reporte de evento nuevo. Este reporte presenta los eventos en orden cronológico, es decir, desde el más nuevo hasta el más antiguo.

Cada entrada proporciona información básica, con un corto resumen de eventos, que por lo general incluye la fecha y hora del evento, tipo de falla y localización de la misma. Este reporte tiene su mayor utilidad al usarlo como herramienta para determinar cuáles eventos requieren un análisis más profundo utilizando los reportes de eventos detallados. En la siguiente figura se muestra el ejemplo de un reporte histórico de eventos.

Figura 57. Reporte Histórico de Eventos (HIS)

```
=>HIS
                                     Date: 08/22/2019   Time: 20:32:29.989
87L_CM-U2
```

#	DATE	TIME	EVENT	LOCAT	CURR	FREQ	GRP	SHOT	TARGETS
1	08/22/19	19:21:41.925	BG T	\$\$\$\$\$\$	153	59.96	1		87
2	04/20/19	17:52:08.315	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
3	04/20/19	17:47:28.329	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
4	04/20/19	17:45:42.332	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
5	04/20/19	17:45:08.331	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
6	03/23/19	10:29:38.569	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
7	03/23/19	10:29:03.843	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
8	03/23/19	10:24:02.738	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
9	03/23/19	10:04:54.377	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
10	03/23/19	09:36:34.424	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
11	03/23/19	09:12:42.038	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
12	03/22/19	21:54:09.009	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
13	03/22/19	21:52:40.251	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
14	03/22/19	21:32:14.722	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
15	03/22/19	21:31:34.810	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
16	03/22/19	21:28:29.074	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
17	03/22/19	21:27:38.116	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
18	03/16/19	09:23:52.900	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
19	01/01/19	06:03:37.871	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
20	01/01/19	00:01:35.254	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		
21	01/01/19	00:01:07.482	TRIP	\$\$\$\$\$\$	0	60.00	1		

Fuente: elaboración propia, empleando Quickset AcSELeRator 6.10.7.0.

El Reporte Histórico provee respuestas para preguntas que surgen de los eventos históricos como:

- ¿La carga fue interrumpida y por cuánto tiempo?
- ¿Qué tipo de ajustes se activaron durante el disparo?
- ¿Las fallas registradas se presentan siempre en el mismo lugar y son del mismo tipo?
- ¿Los intervalos de tiempo de actuación del *recloser* son óptimos?

El reporte histórico es útil también para determinar rápidamente el tiempo de actuación del elemento de protección.

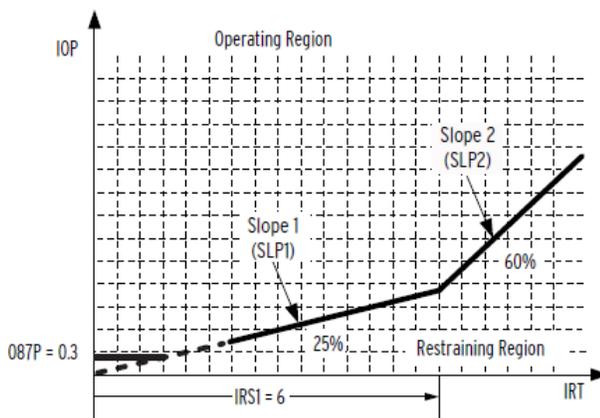
4.6. Especificaciones de funciones de corriente diferencial

La protección diferencial de porcentaje provee una protección más segura y sensible; la característica de doble pendiente (*dual slope*) compensa problemas generados por la saturación de los transformadores de instrumento y errores provocados por el cambio de taps.

Slope se refiere a la pendiente de la recta que conforma la gráfica de actuación o bloqueo de la función diferencial.

La curva característica del relevador SEL-787, es del tipo diferencial de porcentaje, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 58. **Característica diferencial de porcentaje con restricción**



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.
p. 92.

El relé permite ajustarla, ya sea como de simple *slope*, característica diferencial de porcentaje, o como de *slope dual*, característica diferencial de porcentaje variable. Dicha curva de operación queda definida por los cuatro ajustes siguientes:

$$IRT = \frac{O87P(100)}{SLP1} \quad (4:1)$$

- O87P = mínimo nivel de IOP. de operación.
- IRS1 = es el límite de la corriente de restricción (IRT) para la curva característica de operación SLP1; y hace intersección con el punto de inicio de la segunda curva SLP2.
- SLP1 = curva inicial, comienza en el origen y hace intersección con O87P en el valor de IRT en 4:1.

- SLP2 = segunda curva de operación, debe ser mayor o igual que SLP1.

A partir de las corrientes de entrada de los devanados se calculan los valores de operación y de restricción que definen la característica. En esta curva las condiciones de operación ocurren si el valor de operación es mayor que la cantidad calculada para la curva característica, para un valor de restricción específico, además que la cantidad de operación debe de satisfacer un valor de *pickup* mínimo.

Existen tres elementos diferenciales (87R-1, 87R-2 y 87R-3), los cuales operan bajo el mismo principio de funcionamiento.

4.7. Especificaciones de funciones de sobrecorriente

El relevador proporciona cuarenta y cuatro elementos de sobrecorriente, once por cada enrollado de entrada. De los cuales hay un elemento de tiempo definido, un instantáneo y uno de tiempo inverso.

El relé cuenta con un juego de cuatro elementos de sobrecorriente de tiempo inverso que usan corrientes de dos devanados. Dichos elementos combinados de sobrecorriente actúan por medio de la suma de las intensidades de corriente de entrada de los bobinados. Elementos como 51PC1 y 51NC1 dependen de la corriente de residual y de fase de los enrollados 1 y 2, los elementos 51PC2 y 51NC2 usan las corrientes de fase y residual de los enrollados 3 y 4.

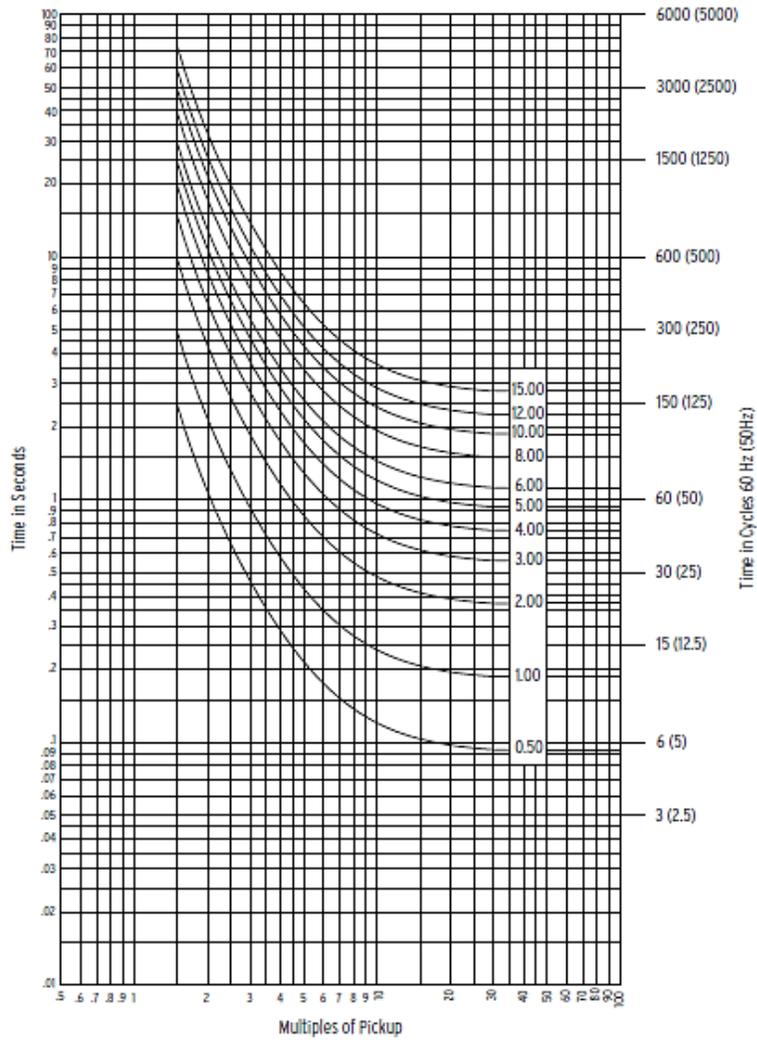
4.7.1. Ecuaciones de las curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente

Para definir Las ecuaciones y su correspondiente curva característica se deben definir las siguientes variables:

- t_p = tiempo de operación en segundos [s].
- TD = ajuste del *dial* de tiempo.
- t_r = es una emulación del tiempo de reposición tipo disco electromecánico, dado en segundos [s].
- M = corriente inyectada en múltiplos del valor de *pickup* $M > 1$ para tiempo de operación (t_p) y $M \leq 1$ para tiempo de reposición (t_r).

Las ecuaciones y su correspondiente curva característica U.S., de los elementos de tiempo inverso y muy inverso en los ajustes del relevador son las siguientes:

Figura 59. Curva U2 inversa



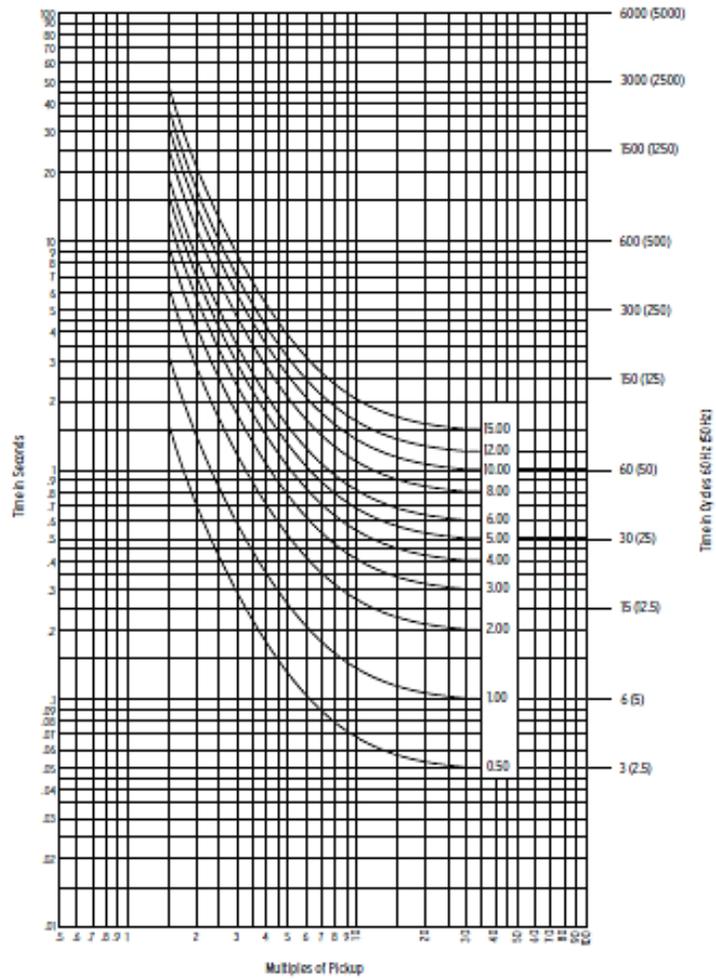
Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.

p. 130.

$$t_p = TD \left[0,180 + \frac{5,95}{M^2 - 1} \right] \quad (4:2)$$

$$t_r = TD \left[\frac{5,95}{1 - M^2} \right] \quad (4:3)$$

Figura 60. Curva U3 muy inversa



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.

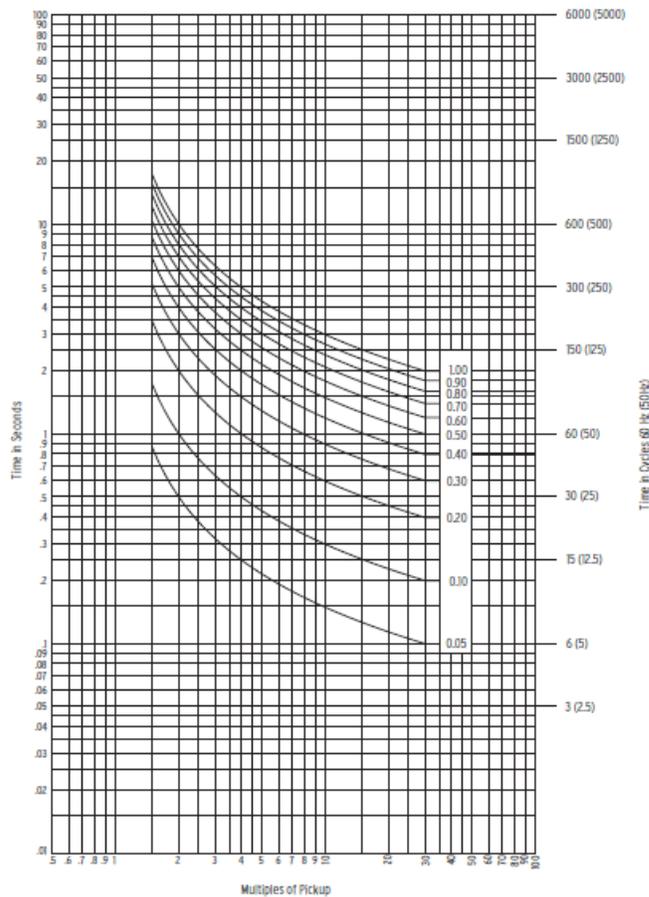
p. 130.

$$t_p = TD \left[0,0963 + \frac{3,88}{M^2 - 1} \right] \quad (4:4)$$

$$t_r = TD \left[\frac{3,88}{1 - M^2} \right] \quad (4:5)$$

Las ecuaciones y su correspondiente curva característica I.E.C. de los elementos de tiempo inverso y muy inverso en los ajustes del relevador son las siguientes:

Figura 61. **Curva C1 clase A (Estándar inversa)**



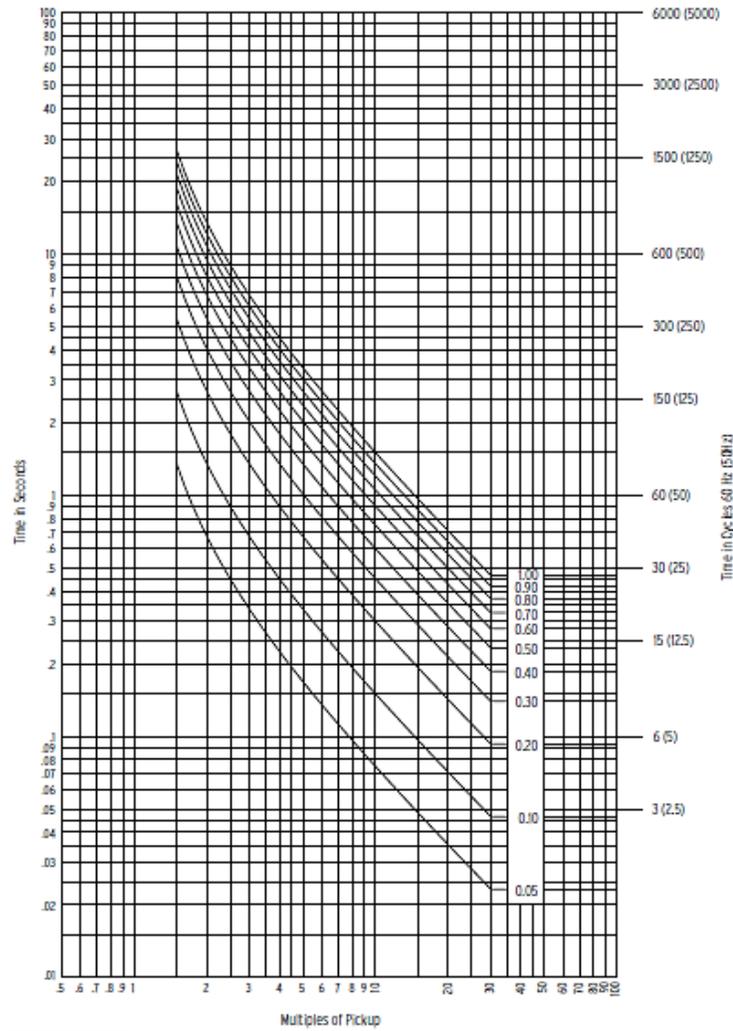
Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.

p. 131.

$$t_p = TD \left[\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right] \quad (4:6)$$

$$t_r = TD \left[\frac{13,5}{1 - M^2} \right] \quad (4:7)$$

Figura 62. Curva C2 clase B (Muy inversa)



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay.*
p. 131.

$$t_p = TD \left[\frac{13,5}{M - 1} \right] \quad (4:8)$$

$$t_r = TD \left[\frac{47,3}{1 - M^2} \right] \quad (4:9)$$

4.8. Niveles de acceso

El relevador cuenta con cuatro niveles para acceder, con su propio cursor y contraseña de acceso. Por medio de estos niveles se pueden enviar diferentes comandos vía puerto serial al relevador para realizar diferentes acciones, que permiten lo siguiente:

- Visualizar la información del relevador
- Visualizar los valores de medida, ajustes, entre otros
- Ajustar características del relevador
- Controlar interruptores y contactos de salida
- Operar los parámetros del relé y de los contactos de salida
- Modificar los ajustes del relevador

A continuación, en la tabla X se muestran los niveles de acceso, cursores y los comandos disponibles para cada nivel de acceso.

Tabla X. **Resumen de niveles de acceso a relé SEL-787**

Nivel de acceso	Cursor	Comandos para acceso
0	=	
1	=>	ACC
2	==>	2AC
C	=>>	CAL

Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.
p. 303 - 306.

El nivel 0, proporciona el primer nivel de seguridad para el relé. El nivel 1 sirve para poder revisar la información del relevador, más no para configurarla. En el nivel 2 se pueden cambiar los parámetros del relevador y los ajustes.

El nivel C, es el último nivel y se encuentra restringido para ser usado únicamente por la fábrica SEL. Las contraseñas de fábrica para ingresar a cada nivel del relé son las siguientes:

Tabla XI. **Contraseñas de fábrica para acceso a niveles 1, 2 y C en relevador SEL-787**

<i>Access Level</i>	<i>Factory-Default Password</i>
1	OTTER
2	TAIL
C	CLARKE

Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.

p. 321.

5. UNIDAD DE PRUEBAS OMICRON CMC-356

5.1. Aspectos generales

La unidad de pruebas o equipo de inyección, se compone de distintos elementos y componentes electrónicos que se operan a través de un *software* que cuenta con una gran variedad de herramientas que al utilizarlas de manera correcta se puede simular cualquier tipo de falla en un sistema de protección.

Esta unidad de pruebas consta de un *hardware* con una fuente de tensión monofásica, fuente de tensión trifásica, fuentes de corriente trifásicas, salida de tensión continua DC, salidas y entradas binarias. La conexión entre la unidad de pruebas y los equipos se hace a través de cables flexibles con terminales para poder conectarse a las borneras de la unidad de pruebas.

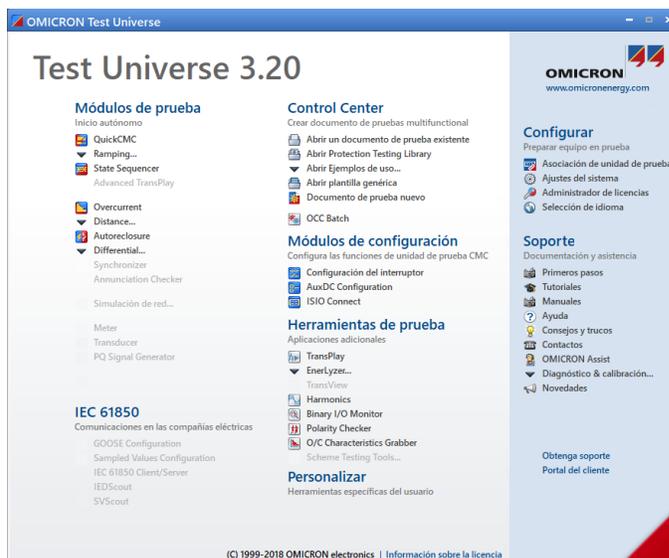
Figura 63. Unidad de pruebas OMICRON CMC 356



Fuente: OMICRON. *Manual de referencia CMC 356*. p. 4.

El *software* Test Universe sirve para el control de la maleta de pruebas CMC 356 y su pantalla principal es como la que se muestra a continuación.

Figura 64. Test Universe 3.20



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Como se puede observar, se muestran cada una de las opciones a seleccionar para realizar una acción específica, las más importantes a conocer para realizar pruebas a relevadores de protección de transformadores de potencia son:

- Módulos de prueba: módulos de prueba programados para evaluar las funciones de protección de los relés.
- Quick CMC: es el módulo más básico para simular corrientes y tensiones trifásicas.
- Ramping: módulo utilizado para realizar rampas de prueba con variables de señales de corriente y tensión. Es muy útil para realizar pruebas a los umbrales de actuación de las protecciones.

- Overcurrent: es el módulo de prueba destinado a verificar todo tipo de curvas de sobrecorriente.
- State Sequencer: es un módulo al que se le pueden asignar secuencias de prueba similar a las del QuickCMC con la opción de pasar de un estado a otro debido a la activación de un contacto o por tiempo de actuación alcanzado. Es utilizado normalmente para probar la función de recierre.
- Autoreclosure: destinado para realizar pruebas de recierre.
- Differential: utilizado para realizar pruebas de diferencial.
- Control Center: sección para el manejo de documentos de prueba nuevos o ya creados.

Las secciones mencionadas anteriormente son las que se utilizan para realizar las pruebas a los relevadores de protección de transformadores de potencia.

5.2. Hardware de la unidad de pruebas CMC 356

Se debe instalar el *software*, a través de la web en el sitio oficial de OMICRON, o bien a través del CD-ROM que está incluido al momento de adquirir la CMC 356. Para iniciar, en la sección de configurar se debe seleccionar la opción de Asociación de unidad de prueba. Para realizar inyecciones de corriente y tensión se encuentran disponibles los módulos de prueba que se pueden abrir en la página principal del *software* Test Universe.

Dentro de cada módulo se puede hacer las configuraciones del *hardware*, como las salidas análogas, salidas y entradas binarias.

Asimismo, se puede definir los ajustes de las protecciones a realizar pruebas, rangos de operación y criterios de aceptación de la prueba que tenga el equipo. Cuando se necesita realizar un archivo completo de la prueba es necesario crear un documento de prueba, en el que se pueda agregar los módulos de prueba, datos de la ubicación, circuito, tablero y la información completa de los equipos sometidos a la prueba.

Para conocer los principios de operación de la unidad de pruebas se debe de conocer el *hardware*, que se muestra a continuación en la figura 65.

Figura 65. **Hardware** Equipo de inyección OMICRON CMC 356

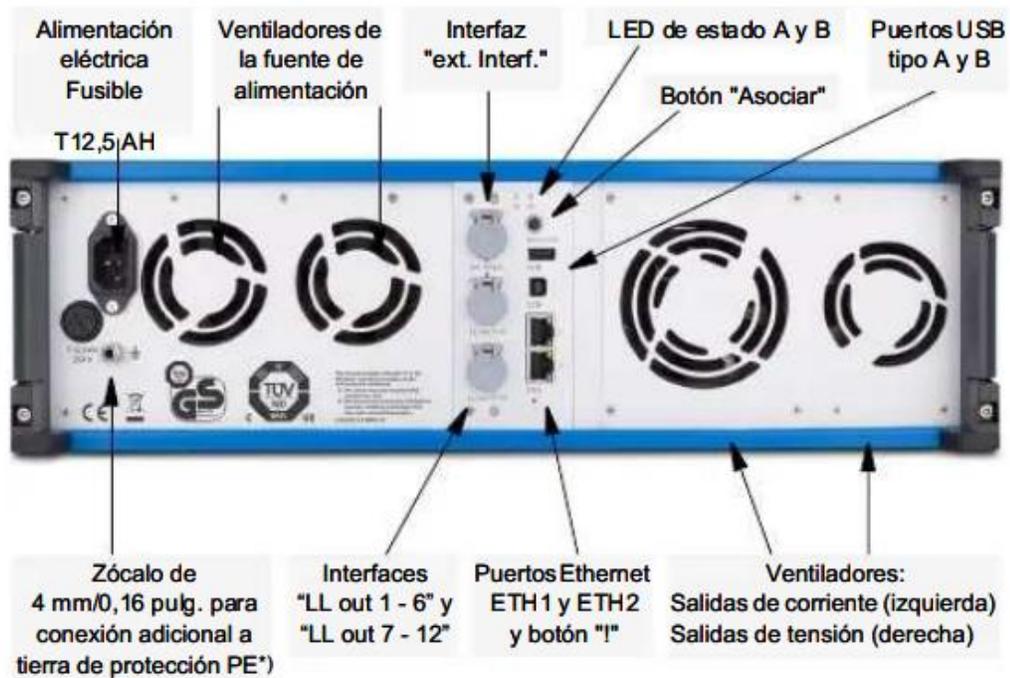


Fuente: OMICRON. *Manual de referencia CMC 356*. p. 2-3.

Las señales de prueba analógicas se generan al programarlas de forma digital por medio del *software* mencionado anteriormente. Es importante mencionar que produce señales precisas de prueba, incluso a amplitudes

pequeñas. Asimismo, las conexiones del panel posterior se muestran a continuación.

Figura 66. **Conexiones del panel posterior**



Fuente: OMICRÓN. *Manual de referencia CMC 356*. p. 34.

Cuenta con seis canales de salida de corriente y cuatro de tensión, los cuales se ajustan de forma independiente en cuanto a amplitud, fase y frecuencia. Todas las salidas están protegidas contra sobrecargas, sobre temperaturas y cortocircuitos. Las principales características técnicas de la unidad de pruebas CMC 356 se muestran a continuación.

Figura 67. Datos técnicos de salidas de corriente de la unidad de pruebas OMICRON CMC 356

Salidas de corriente ¹ (grupos A y B)		
Corrientes de salida		
CA hexafásica (L-N)	6 x 0 ... 32 A (grupo A y B)	
CA trifásica (L-N)	3 x 0 ... 64 A (grupo A + B en paralelo)	
CA bifásica (L-L) ^{2,3}	2 x 0 ... 32 A (grupo A y B)	
CA monofásica (L-L) ^{2,3}	1 x 0 ... 64 A (grupo A + B en paralelo)	
CA monofásica (L-L-L-L) ^{2,3}	1 x 0 ... 32 A (grupo A + B en serie)	
CA bifásica (LL-LN) ²	2 x 0 ... 64 A (grupo A y B)	
CA monofásica (LL-LN) ²	1 x 0 ... 128 A (grupo A + B en paralelo)	
CC (LL-LN) ²	1 x 0 ... ±180 A (grupo A + B en paralelo)	
Potencia ⁷		
	Típica	Garantizada
CA hexafásica (L-N)	6 x 430 VA a 25 A	6 x 250 W a 20 A
CA trifásica (L-N)	3 x 860 VA a 50 A	3 x 500 W a 40 A
CA bifásica (L-L) ^{2,3}	2 x 870 VA a 25 A	2 x 550 W a 20 A
CA monofásica (L-L) ^{2,3}	1 x 1740 VA a 50 A	1 x 1100 W a 40 A
CA monofásica (L-L-L-L) ^{2,3}	1 x 1740 VA a 25 A	1 x 1100 W a 20 A
CA bifásica (LL-LN) ²	2 x 500 VA a 40 A	2 x 350 W a 40 A
CA monofásica (LL-LN) ²	1 x 1000 VA a 80 A	1 x 700 W a 80 A
CC (LL-LN) ²	1 x 1400 W a ±80 A	1 x 1000 W a ±80 A
Exactitud		
	Típica	Garantizada
$R_{carga} \leq 0,5 \Omega$	Error < 0,05 % rd. ⁴ + 0,02% de rg.	Error < 0,15 % de rd. + 0,5% de rg.
$R_{carga} > 0,5 \Omega$	Error < 0,1 % de rg.	Error < 0,3 % de rg.
Distorsión armónica (DAT+N) ^{5,6}	0,05 %	< 0,15 %
Error de fase ⁵	0,05 °	< 0,2 °
Corriente de desplazamiento de CC	< 3 mA	< 10 mA
Resolución	1 mA, 2 mA (2 fases en paralelo), ...	
Rango de frecuencias ⁸	0 ... 1000 Hz	
Trigger en caso de sobrecarga	Error de exactitud del temporizador < 1 ms	
Protección contra cortocircuitos	Ilimitada	
Protección contra circuitos abiertos	Salidas abiertas (circuito abierto) permitidas	
Conexión	Conectores de punta cónica de 4 mm/0,16 pulg., zócalo de conexión del amplificador ⁹ (OUTPUT A solamente)	
Aislamiento	Aislamiento reforzado de la alimentación eléctrica y de todas las interfaces SELV	

Fuente: OMICRÓN. *Manual de referencia CMC 356*. p. 45.

Las características de la alimentación de corriente continua son:

Figura 68. Alimentación de CC (AUX DC)

Alimentación de CC (AUX DC)	
Rangos de tensión	0 ... 66 V _{CC} (máx. 0,8 A) 0 ... 132 V _{CC} (máx. 0,4 A) 0 ... 264 V _{CC} (máx. 0,2 A)
Potencia	Máx. 50 W
Exactitud ¹	Error: típico < 2 %, garantizado < 5 %
Resolución	< 70 mV
Conexión	Zócalos cónicos de 4 mm/0,16 pulg. en el panel frontal
Protección contra cortocircuitos	Si
Indicación de sobrecarga	Si
Aislamiento	Aislamiento reforzado de la alimentación eléctrica y de todas las interfaces SELV

Fuente: OMICRÓN. *Manual de referencia CMC 356*. p. 58.

Las características de las salidas de tensión se muestran en la figura 69.

Figura 69. **Datos técnicos de salidas de tensión de la unidad de pruebas OMICRON CMC 356**

4 salidas de tensión		
Tensiones de salida		
CA trifásica (L-N)	3 x 0 ... 300 V	
CA tetrafásica (L-N) ¹	4 x 0 ... 300 V	
CA monofásica (L-N)	1 x 0 ... 600 V	
CC (L-N)	4 x 0 ... ±300 V	
Potencia de salida ²	Típica	Garantizada
CA trifásica ³	3 x 100 VA a 100 ... 300 V	3 x 85 VA a 85 ... 300 V
CA tetrafásica ⁴	4 x 75 VA a 100 ... 300 V	4 x 50 VA a 85 ... 300 V
CA monofásica (L-N)	1 x 200 VA a 100 ... 300 V	1 x 150 VA a 75 ... 300 V
CA monofásica (L-L)	1 x 275 VA a 200 ... 600 V	1 x 250 VA a 200 ... 600 V
CC (L-N)	1 x 420 W a 300 VCC	1 x 360 W a 300 VCC
Exactitud	Error < 0,03 % de rd. ⁵ + 0,01 % de rg.	Error < 0,08 % de rd. + 0,02 % de rg.
Distorsión armónica (DAT+N) ^{6, 7}	0,015 %	< 0,05 %
Error de fase ⁶	Típico 0,02 °	Garantizado < 0,1 °
Tensión de desplazamiento de CC	< 20 mV	< 100 mV
Rangos de tensión	Rango I: 0 ... 150 V Rango II: 0 ... 300 V	
Resolución	Rango I: 5 mV Rango II: 10 mV	
Rangos de frecuencia ⁸	Señales sinusoidales armónicos/interarmónicos ⁹ 10 ... 1000 Hz 10 ... 3000 Hz señales transitorias DC ... 3,1 kHz	
Protección contra cortocircuitos	Ilimitada para L - N	
Conexión	Conectores de punta cónica de 4 mm/0,16 pulg., zócalo de conexión del amplificador V _{L1} -V _{L3}	
Aislamiento	Aislamiento reforzado de la alimentación eléctrica y de todas las interfaces SELV	

Fuente: OMICRÓN. *Manual de referencia CMC 356*. p. 50.

Para poder hacer uso de la unidad de pruebas es necesario contar con los siguientes equipos:

- Unidad CMC 356 con su respectivo cable de alimentación
- Cable para realizar la conexión de CMC 356 hacia equipo de prueba
- Cable de conexión de CMC 356 hacia PC

Para la alimentación eléctrica de la maleta se requiere de un cable especial polarizado, con su cable de tierra correctamente conectado para mayor seguridad. La conexión de la unidad de pruebas a la PC se hace de la siguiente forma:

Figura 70. **Conexión de la unidad de pruebas CMC 356 a la computadora**

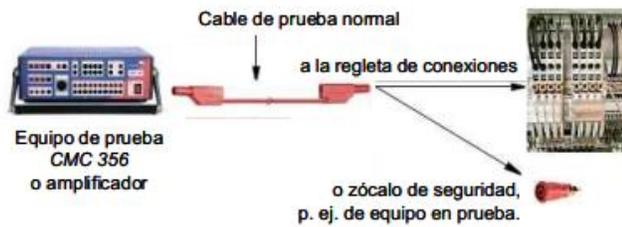


Fuente: OMICRÓN. *Manual de referencia CMC 356*. p. 19.

- Conectar CMC 356, por medio de los puertos *Ethernet* O USB
- Conectar el equipo de pruebas CMC 356 a la fuente de alimentación AC
- Encender la unidad de pruebas y la computadora a utilizar
- Iniciar el *software* OMICRON Test Universe

La conexión de la unidad de pruebas a la bornera del equipo al que se realizará pruebas es de la siguiente forma:

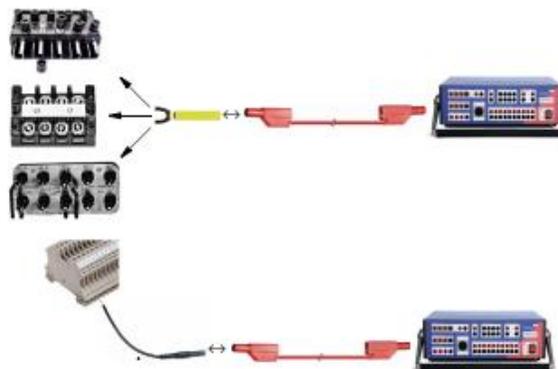
Figura 71. **Conexión de cables de prueba a equipo**



Fuente: OMICRÓN. *Manual de referencia CMC 356*. p. 17.

O bien se puede realizar la conexión por medio de adaptadores de terminal como se muestra en la figura a continuación:

Figura 72. **Conexión por medio de adaptador de terminal**

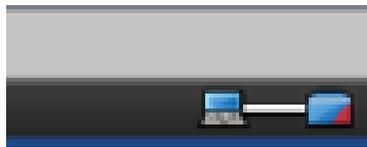


Fuente: OMICRÓN. *Manual de referencia CMC 356*. p. 15-16.

5.3. Módulos en unidad de pruebas OMICRON CMC 356

Los módulos de pruebas son herramientas que se utilizan para inyectar señales de voltaje y corriente, probando las funciones de protección deseadas. Cuando la Unidad de pruebas está conectada y lista para inyectar tensión o corriente aparece la siguiente señalización.

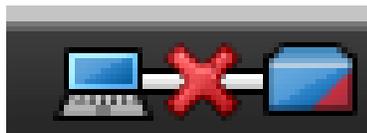
Figura 73. **Señalización de correcta conexión del equipo de prueba OMICRON CMC 356**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Cuando la Unidad de pruebas no está conectada y no se encuentra lista para inyectar tensión o corriente aparece la siguiente señalización.

Figura 74. **Señalización de una incorrecta conexión del equipo de prueba OMICRON CMC 356**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Cuando la Unidad de pruebas está conectada y se encuentra inyectando tensión o corriente aparece la siguiente señalización.

Figura 75. **Señalización de equipo de prueba OMICRON CMC 356
inyectando corrientes y voltajes**

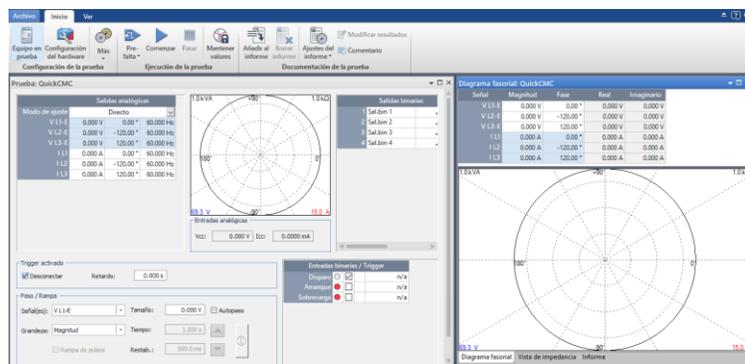


Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

5.3.1. QuickCMC

Es el módulo de prueba más básico con el que se pueden realizar pruebas inyectando señales de voltaje y corriente. Por lo tanto, es posible hacer pruebas de todas las funciones de protección, tanto de arranque como de actuación. La primera pantalla de este módulo es la que se muestra en la siguiente figura:

Figura 76. **Ventana del módulo QuickCMC**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Como se puede notar, se pueden modificar los valores de voltaje, corriente, ángulos y frecuencias a inyectarse por medio de la unidad de pruebas.

Si ocurre una falla, las salidas del relevador de protección conectadas a la bobina de disparo del interruptor se accionarán y activarán las entradas binarias de la unidad de pruebas OMICRON.

En la segunda pestaña en la parte posterior mostrada en la figura 76 se muestra lo siguiente:

- Equipo en prueba: en este apartado se configuran los detalles de los equipos sometidos a prueba y también ajustes básicos de valores nominales de inyección.
- Configuración de *hardware*: en esta sección se configuran las salidas de voltaje, salidas de corriente, entradas y salidas binarias según la necesidad que se presente al realizar la prueba.
- Más: en esta opción se despliegan otras opciones como lo son.
 - Desactivar con *trigger*: cuando se activa esta opción la maleta detiene la prueba al detectar la entrada binaria que fue programada como *TRIP*.
 - Desactivar según tiempo: sirve para detener la inyección de valores luego de un tiempo especificado en segundos.
 - Parar rampa en cero: esta opción aplica cuando se programan rampas.
 - Informe automático: la maleta de pruebas genera un informe automático del resultado de las pruebas que se realizaron.

- Pre-falta: al pulsar este botón se inyecta un valor llamado de pre-falta, de 120 V por fase y una corriente de cero amperios. Esta aplicación es útil en pruebas que se necesita inyectar una tensión nominal antes de simular una falla.
- Comenzar/ Parar: botones designados para iniciar o parar una inyección de señales de voltaje o corriente. Se pueden modificar los valores de las señales a inyectar sin la necesidad de parar la inyección.
- Mantener valores: mientras este botón esté activado, los valores de las señales inyectadas no pueden ser modificadas.
- Añadir al informe: cualquier prueba o comentario a realizarse se puede realizar por medio de esta opción.
- Borrar informe: si el informe generado no está de acuerdo con lo que se necesita se puede borrar y volver a crear uno nuevo.
- Ajustes del informe: se puede configurar los ajustes del informe de acuerdo con lo que se necesite en cada aplicación.

En la tercera pestaña que se muestra en la pantalla principal, llamada ver, se despliegan diferentes opciones que pueden ser de mucha utilidad para los diferentes tipos de pruebas. Las opciones desplegadas en esta pestaña se muestran en la siguiente figura:

Figura 77. Pestaña ver en el módulo QuickCMC



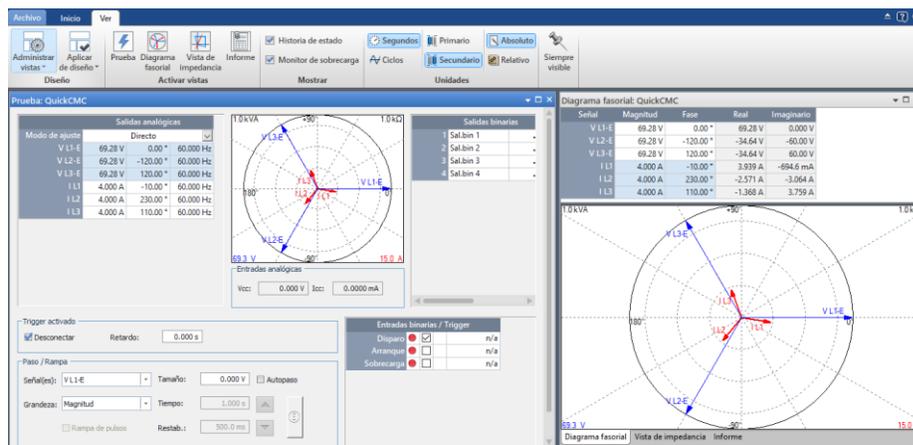
Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

- Administrar vistas: es la opción que permite la opción de personalizar el diseño de la ventana.
- Aplicar diseño: aplica el diseño existente o administra los diseños.
- Prueba: selecciona la vista de la prueba, aunque se activen las demás vistas disponibles esta sigue siendo la principal.
- Diagrama fasorial: con esta opción se muestra la tabla de fasores de tensión y corriente con su diagrama fasorial. Las señales se pueden observar de forma rectangular o polar.
- Informe: en esta sección se puede verificar el contenido del informe.
- Unidades: por último, se muestran las unidades en las que se pueden visualizar los valores de las señales. Por defecto se utilizan las que se muestran en la figura 77.

Para realizar una prueba con el QuickCMC, se inyectan automáticamente los valores introducidos o programados en el *software*, como se muestra en la figura 78. En función del modo seleccionado en esta prueba, los valores de

tensión, corriente y ángulo de fase inyectados se muestran gráficamente en el diagrama vectorial o la vista de impedancia y también se muestra la forma numérica en una tabla.

Figura 78. Vista fasorial en el módulo QuickCMC



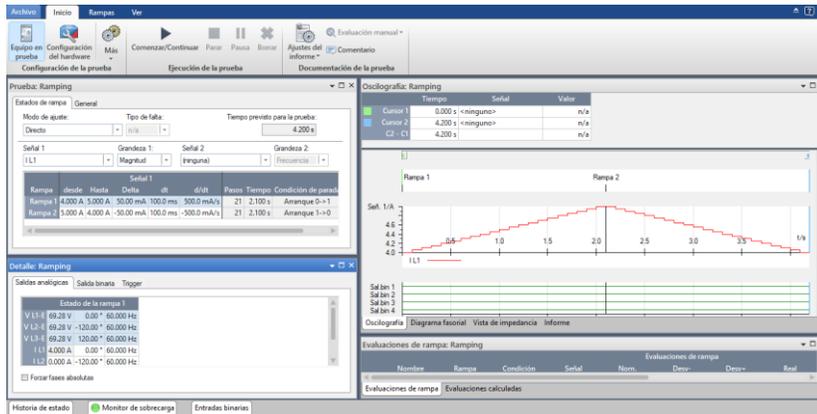
Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Con esta opción se pueden ver las señales inyectadas de manera rectangular o polar y es muy útil, ya que da la información exacta de los valores análogos que la unidad de pruebas está inyectando.

5.3.2. Ramping

El módulo de pruebas llamado Ramping es una herramienta útil para definir diferentes tipos de pruebas con el uso de rampas. Su campo de aplicación mayormente se encuentra en medir y validar los valores de operación de los relevadores. Las rampas pueden ser realizadas con cualquier variable a probar, como la amplitud, frecuencia, fase en señales de corriente y tensión. La Pantalla inicial para este tipo de pruebas se muestra en la figura a continuación.

Figura 79. Primera vista del módulo Ramping

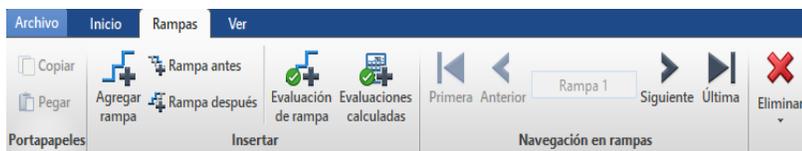


Fuente: Elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

En la primera pestaña, en la parte superior izquierda se muestran las mismas opciones y herramientas que se muestran en cualquier módulo de pruebas.

En la pestaña llamada Rampas, se muestran las opciones con las cuales se pueden agregar nuevas rampas y configurar los criterios de aceptación o validación de las pruebas. En la figura a continuación se muestran las opciones desplegadas en la pestaña Rampas.

Figura 80. Pestaña Rampas en módulo de pruebas Ramping



Fuente: elaboración propia, empleando Ramping en OMICRON Test Universe 3.20.

Las opciones desplegadas en esta pestaña son las siguientes:

- Agregar rampa: opción para agregar una copia de la rampa seleccionada al final de la gráfica.
- Rampa antes: inserta una copia de la rampa seleccionada, antes de la rampa seleccionada actualmente.
- Rampa después: inserta una copia de la rampa seleccionada, después de la rampa seleccionada actualmente.
- Evaluación de rampa: es un criterio de aceptación de la rampa por magnitud. Que se comporte correctamente.
- Evaluaciones calculadas: inserta una evaluación calculada de la prueba.
- Navegación en rampas: permite moverse dentro de los diferentes tipos de rampas programadas.
- Eliminar: elimina una rampa programada.

En la pestaña ver de este módulo de pruebas se muestran las mismas opciones que en el módulo de pruebas anterior

- Detalle: se muestra la tabla con toda la información de las señales programadas.
- Oscilografía: permite verificar visualmente los estados de las entradas y salidas binarias programadas en los ajustes del *hardware*.

5.3.3. State Sequencer

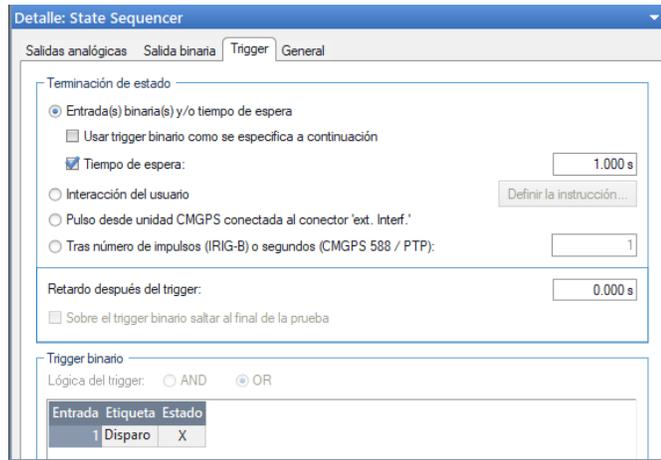
En este módulo de pruebas se ajustan las secuencias de los diferentes estados de falla para comprobar ciertas funciones de protección y aplicaciones específicas, como la prueba de funcionamiento de operación de interruptores de potencia.

En cada estado de la prueba se debe de ajustar las señales de voltaje y corriente con sus valores de fase y frecuencia. Así mismo, este módulo permite repetir la salida de los estados programados de forma repetitiva. Las condiciones de disparo se pueden especificar para controlar las secuencias y pueden ser definidas por:

- Duración del estado
- Cambio del estado de una salida del Test Object
- Control manual
- Señales externas

Al seleccionar la opción *Trigger* se despliega la ventana Detalle: State Sequencer, en la cual se define la condición o condiciones de cambio de estado, como se muestra en la figura a continuación:

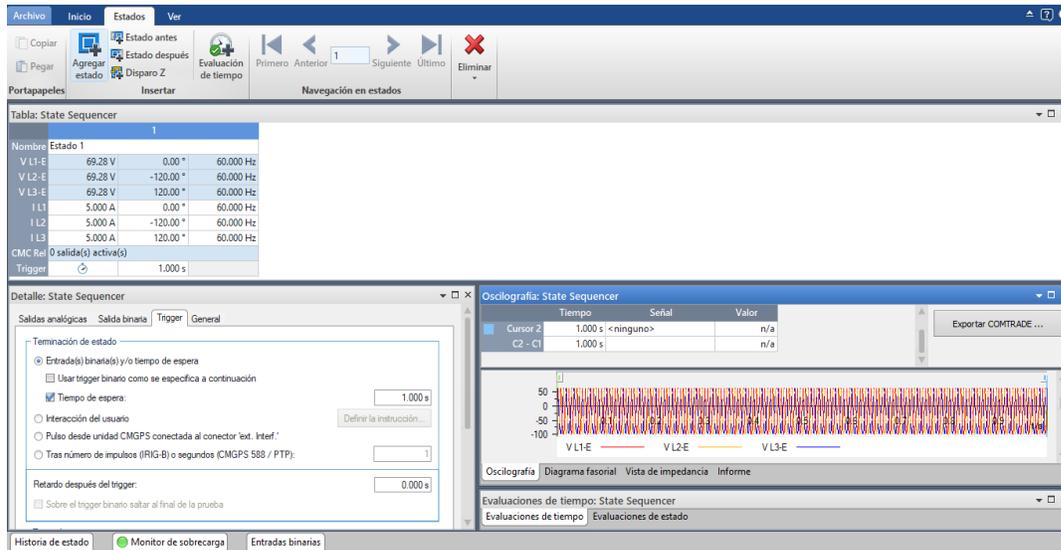
Figura 81. **Detalle de pestaña *trigger***



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

En la tercera opción llamada Estados, se despliegan las funciones de agregar o eliminar estados, agregar disparo Z, evaluación de los estados y la navegación por todos los estados programados. La siguiente imagen muestra la pantalla principal de este módulo de pruebas.

Figura 82. Módulo State Sequencer

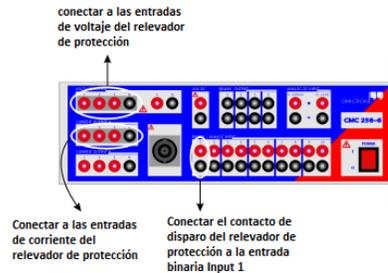


Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

La conexión de la unidad de pruebas para este módulo se lleva a cabo de la siguiente forma:

- Conectar las entradas de voltaje y corriente del relevador a las respectivas salidas de corriente y voltaje de la CMC356. Los puntos de estrella de las entradas de los TC's y TP's del relevador tienen que estar conectados a N de la unidad de pruebas.
- Conectar el contacto de *trip* del relé a la maleta de pruebas CMC.

Figura 83. Conexión de unidad de pruebas con relevador de protección

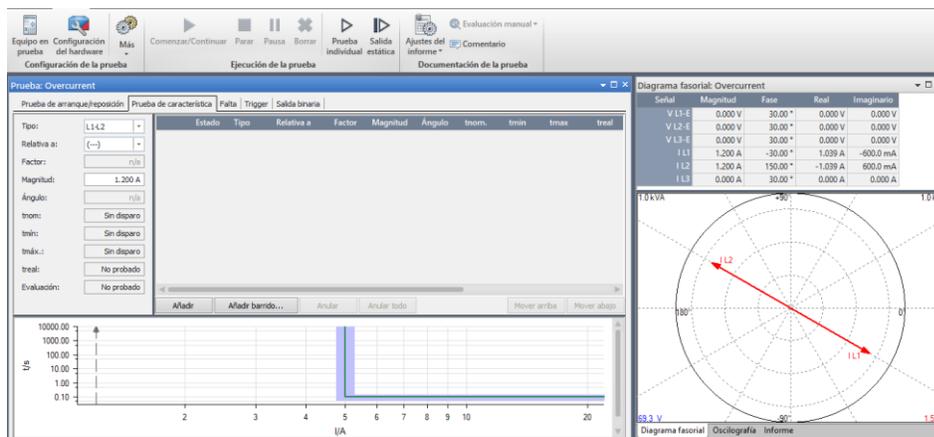


Fuente: OMICRON. *Protection package, TEST UNIVERSE User Manual*. p. 61.

5.3.4. Overcurrent

El módulo de pruebas denominado Overcurrent, o sobrecorriente está diseñado para probar funciones de sobrecorriente direccionales o no direccionales con características de disparo (cortocircuitos, sobrecarga térmica, secuencia cero, secuencia negativa y curvas características personalizadas).

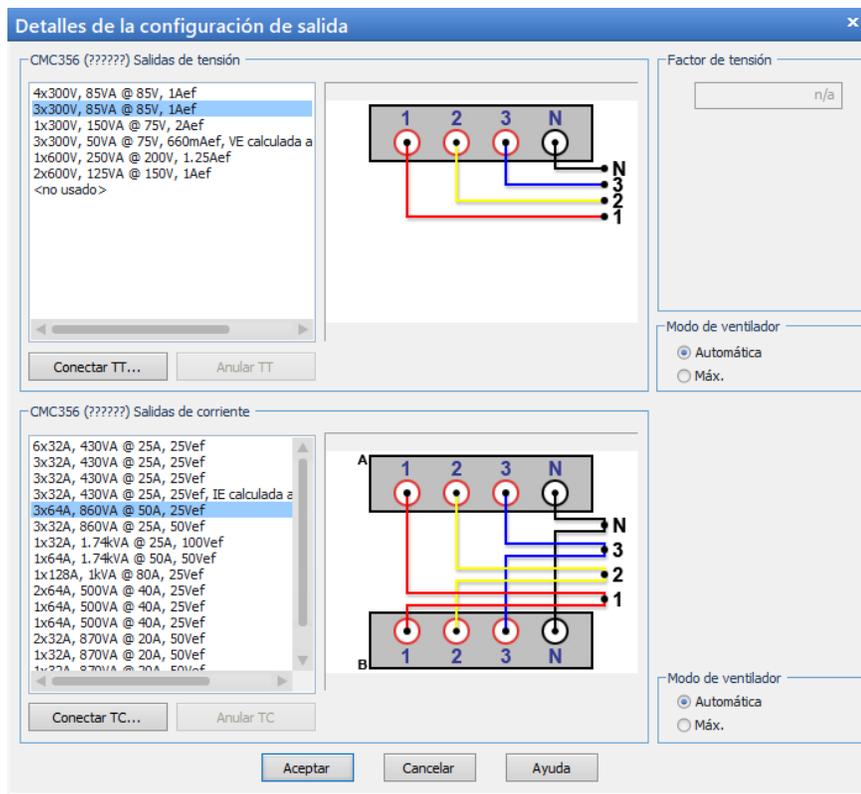
Figura 84. Módulo Overcurrent



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

El módulo tiene la opción de configurarse toda la información del relé y de los valores a inyectarse, curvas de operación, asimismo, si se probará un relé direccional o no direccional. La configuración del *hardware* se realiza de la siguiente forma:

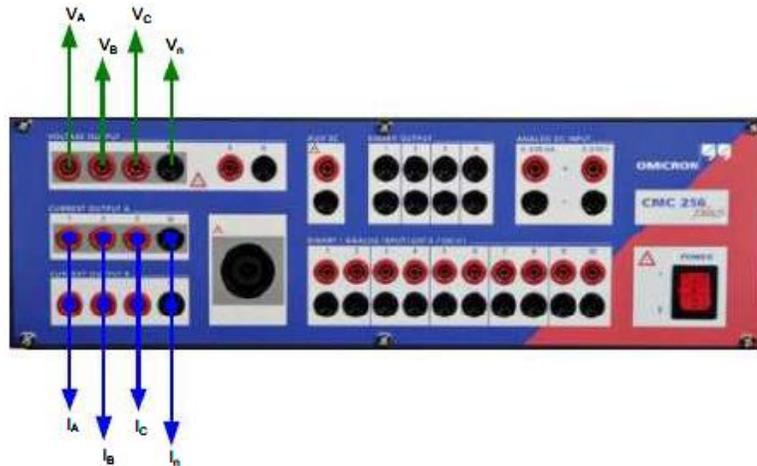
Figura 85. Configuración del *hardware* para prueba de sobrecorriente con una corriente secundaria de 5 amperios



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.2.0.

La unidad de pruebas debe ser conectada al relevador que se está probando, desde las salidas de voltaje y corriente de la maleta de pruebas como se muestra en la siguiente figura:

Figura 86. **Conexión de cableado para prueba de sobrecorriente**



Fuente: OMICRON. *Practical Example of Use, Testing Directional Overcurrent Protection*. p. 15.

Las salidas análogas se configuran en la configuración del *hardware* de cada módulo de prueba.

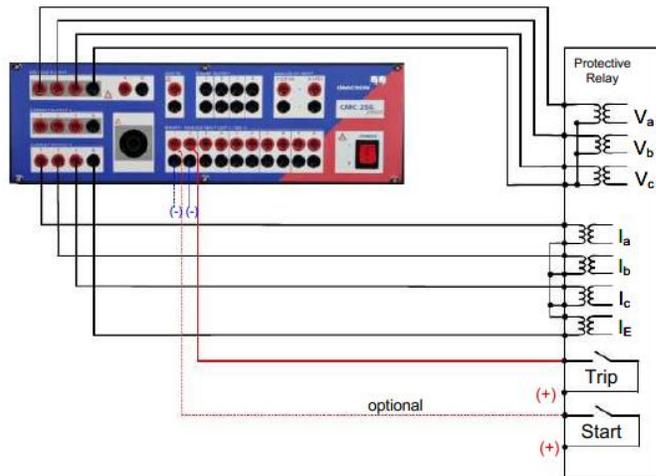
Figura 87. **Salidas analógicas**

Hardware Configuration									
General Analog Outputs Binary / Analog Inputs Binary Outputs DC Analog Inputs IRIG-B & GPS									
Display Name	Connection Terminal	CMC256plus V A				CMC256plus I A			
		??????				??????			
		1	2	3	II	1	2	3	II
V A-N		X							
V B-N			X						
V C-N				X					
I A					X				
I B						X			
I C							X		

Fuente: OMICRON. *Practical Example of Use, Testing Directional Overcurrent Protection*. p. 16.

Asimismo, se debe de configurar una entrada binaria como disparo (*trip*), la cual se encarga de detectar el cambio de estado de los contactos del relevador y permite actuar. La conexión de la prueba se lleva a cabo de la siguiente forma:

Figura 88. **Cableado de la prueba**



Fuente: OMICRON. *Practical Example of Use, Testing Directional Overcurrent Protection*. p. 17.

Es recomendable realizar una prueba al valor de *pickup* de la protección de sobrecorriente.

5.3.5. Differential

El módulo de prueba diferencial provee una solución para realizar pruebas de diferencial a relevadores de generadores, barras y transformadores de potencia. Se realiza la prueba de funcionamiento a la característica (valor de *pickup* y prueba a la pendiente). Asimismo, se puede probar la función de bloqueo de armónicos.

El principio de funcionamiento de las protecciones diferenciales es siempre el mismo. En donde la sumatoria de corrientes que entran al elemento protegido debe ser exactamente igual a la sumatoria de corrientes de salida de este. La operación de la protección diferencial depende de la característica de la curva. El *software* Test Universe contiene librerías de dichas características. Al seleccionar el módulo diferencial de pruebas se muestra la siguiente pantalla:

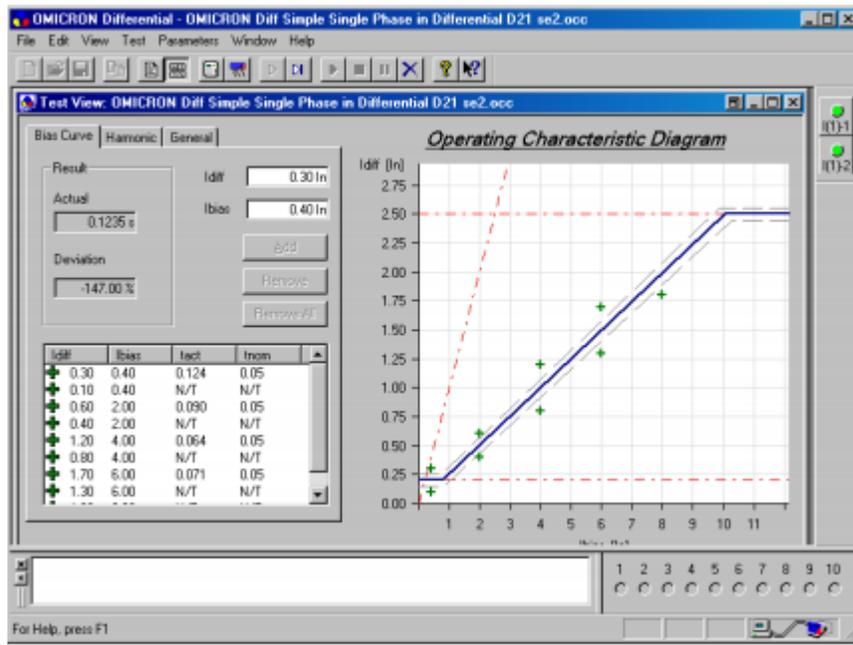
Figura 89. **Primera vista del módulo de prueba diferencial**

	Primario	Secundario	Terciario
Dev./Nombre:	Primario	Secundario	Terciario
Tensión:	115.50 kV	30.00 kV	30.00 kV
Potencia:	40.00 MVA	40.00 MVA	40.00 MVA
Grupo vectorial:	Y	Y0 (Y0°)	Y0 (Y0°)
Pto. de estrella a tierra:	No	No	No
Corriente:	199.95 A	769.80 A	769.80 A
TC de conexión en triángulo:	No	No	

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

En esta ventana se deben de configurar toda la información del equipo protegido al que se le realizarán las pruebas de diferencial. Los puntos a probar se deben definir en el plano I_{diff}/I_{bias} con el cursor o utilizando el teclado para la prueba de la característica de funcionamiento.

Figura 90. Diagrama de característica de operación

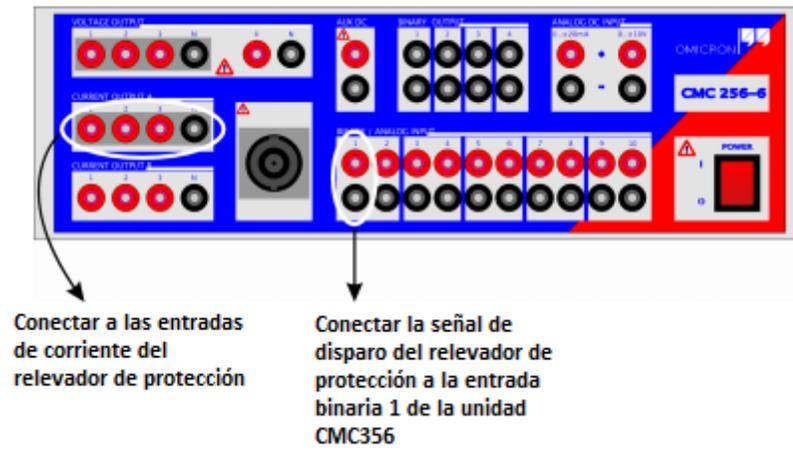


Fuente: OMICRON. *Protection package, TEST UNIVERSE User Manual*. p. 119.

Las corrientes que pertenecen a los puntos de prueba son inyectadas por la unidad de pruebas al relevador y se observa el comportamiento del relevador, esperando que actúe en los tiempos correctos y esperados.

El conexionado de las salidas de corrientes de la unidad de pruebas hacia las entradas del relevador de protección se realiza según el siguiente diagrama que se muestra a continuación:

Figura 91. **Cableado entre relevador de protección y unidad de pruebas CMC356**



Fuente: OMICRON. *Protection package, TEST UNIVERSE User Manual*. p. 122.

6. PRUEBAS A CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA SEL-787 INSTALADO EN NUEVO ESQUEMA DE PROTECCIÓN EN PLANTA HIDROELÉCTRICA PALÍN II

6.1. Introducción

La Unidad de protecciones de la División Control de la producción y Automatizaciones de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (entidad estatal encargada de proveer energía en todo el país de Guatemala), planificó la renovación del esquema de protección de transformador de potencia de la Planta Hidroeléctrica Palín II.

La Planta Hidroeléctrica Palín II, comenzó a operar en el año 2005 con el propósito de repotenciar la energía que generaba la Planta Hidroeléctrica Palín I, fundada en 1896. En dicho proyecto se realizaron diferentes trabajos para aumentar la estructura y se reconstruyó toda la presa.

La Planta Hidroeléctrica Palín II cuenta con dos unidades generadoras de eje horizontal tipo Francis con una capacidad instalada de 2,9 MW por cada unidad generadora. Su caída neta de construcción es de 81,7 metros, con un caudal de diseño de $4\text{m}^3/\text{seg}$ por unidad.

Genera un total de 6,1 MW y se encuentra ubicada en el municipio de Palín en el Departamento de Escuintla en Guatemala. Actualmente se encuentra en funcionamiento en el sistema eléctrico guatemalteco.

En Planta Hidroeléctrica Palín II se realizó una actualización del esquema de protección, el cual está basado en dos relevadores de protección SEL-787 (principal y respaldo).

En las primeras secciones de este capítulo se pretende dar información resumida de lo aprendido en la supervisión del proyecto de la puesta en servicio del nuevo tablero de protección de transformador de potencia. Posteriormente se realizará el análisis y cálculos de los ajustes del relevador y como programar el relevador SEL-787 con la guía del manual del SEL-787 y normas internacionales.

Por último, se detallarán las pruebas a características realizadas con la unidad de pruebas OMICRON CMC356, paso a paso. Las pruebas a características se hacen con el propósito de garantizar el correcto funcionamiento del relevador SEL-787 y por lo tanto del esquema de protección del transformador de potencia.

6.2. Plan de gestión e implementación del relevador de protección, incluyendo costos

Con el fin de dar un panorama general de la supervisión de la puesta en servicio del nuevo tablero de protección de transformador de potencia se mostrarán los pasos para la gestión y la implementación del relevador de protección, se llevará a cabo de la siguiente forma:

- Materiales y equipos que utilizar
- Costo de materiales y equipos a utilizar
- Cronograma de actividades para la puesta en servicio

- Diagrama de flujo de actividades con recolección de datos

6.2.1. Materiales y equipos para esquema de protección de transformador de potencia

En esta sección se mostrarán los materiales y accesorios que se consideran necesarios para realizar el armado del tablero para el nuevo esquema de protección de transformador de potencia. Los materiales y equipos utilizados para el nuevo tablero de protección de la Planta Hidroeléctrica Palín II se muestran en la siguiente tabla.

Tabla XII. **Materiales y equipos para esquema de protección de transformador de potencia**

No.	Material o equipo	Características
1	Tablero	Dotado de paneles metálicos
2	Varillas de tierra	Barra de cobre de 300 Amperios
3	Cable de color rojo	No menor a 12 AWG
4	Cable de color negro	No menor a 12 AWG
5	Cable de color blanco	No menor a 12 AWG
6	Cable de color anaranjado	No menor a 12 AWG
7	Cable de color verde	No menor a 12 AWG
8	Dispositivos auxiliares de pruebas eléctricas	Que cumpla con la apertura de potenciales y cortocircuito de las corrientes
9	Canaleta	Medidas de acuerdo a su aplicación
10	Bornas Cortocircuitables	Debidamente identificados
11	Terminales de conexión tipo ojo	Medida de acuerdo a su conexión
12	Relevadores auxiliares	De alta velocidad.
13	Interruptores termomagnéticos	Que cumpla con normas internacionales
14	Relés industriales	De tipo desmontables

Continuación de la tabla XII.

No.	Material o equipo	Características
15	Relés biestables de propósito general	De tipo desmontables
16	Relés biestables de disparo y bloqueo	De tipo desmontables
17	Relevador SEL-787	Relevador de protección de transformador de potencia digital
18	Medidor de energía	Capacidad de registrar y medir la energía generada
19	Señalizaciones	Para identificar bien cada parte del circuito
20	Tornillería	Medidas de acuerdo a la aplicación del tornillo

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

Los materiales mostrados en la tabla anterior en conjunto se interconectan para realizar el esquema de protección de potencia.

6.2.2. Costo de materiales que conforman el tablero de protección de transformador de potencia

Para conocer el costo de cada uno de los materiales y equipos que se involucran en el esquema de protección del nuevo tablero y dar un valor estimado se investigó lo siguiente.

Tabla XIII. **Presupuesto estimado para materiales del tablero de protección**

No,	Material o equipo	Cantidad	Precio unitario (Q)	Precio total (Q)	Precio (\$)
1	Tablero	1	Q30 000,00	Q30 000,00	\$3 901,17
2	Varillas de tierra	2	Q220,00	Q440,00	\$57,22
3	Cable de color rojo	100 metros	Q5,12	Q512,00	\$66,58
4	Cable de color negro	50 metros	Q5,12	Q256,00	\$33,29
5	Cable de color blanco	100 metros	Q7,60	Q760,00	\$98,83
6	Cable de color anaranjado	50 metros	Q5,12	Q256,00	\$33,29
7	Cable de color verde	50 metros	Q5,12	Q256,00	\$33,29
8	Dispositivos auxiliares de pruebas eléctricas	2	Q5 000,00	Q10 000,00	\$1 300,39
9	Canaleta o ducto ranurado	20 metros	Q37,00	Q740,00	\$96,23
10	Borneras cortocircuitables	6	Q800,00	Q4 800,00	\$624,19
11	Terminales de conexión tipo ojo	150	Q15,00	Q2 250,00	\$292,59
12	Relevadores auxiliares	7	Q300,00	Q2 100,00	\$273,08
13	Interruptores termomagnéticos	5	Q130,00	Q650,00	\$84,53
14	Relés industriales bj8	1	Q5 255,00	Q5 255,00	\$683,36
15	Relés biestables de propósito general	5	Q2 975,00	Q14 875,00	\$1 934,33
16	Relés biestables de disparo y bloqueo 86	3	Q4 125,00	Q12 375,00	\$1 609,23
17	Relevador SEL-787	2	Q37 450,00	Q74 900,00	\$9 739,92
18	Medidor de energía	1	Q15 000,00	Q15 000,00	\$1 950,59
19	Señalizaciones		Q500,00	Q500,00	\$65,02
20	Tornillería	25	Q5,00	Q125,00	\$16,25
TOTAL				Q176 050,00	\$22 893,37

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

En los costos aproximados que se mencionan en la tabla anterior se contemplaron únicamente los materiales que se utilizan para el armado de un tablero de protección de transformador, sin considerar ingeniería y mano de obra para la construcción de este

6.2.3. Cronograma de actividades para implementación de nuevo tablero

En el proyecto supervisado en la Planta Hidroeléctrica Palín II, se presenta el cronograma de actividades de la puesta en servicio del nuevo tablero de protección de transformador de potencia. Dicho cronograma fue realizado en base a como se realizaron las actividades en la práctica.

El cronograma de actividades es simplemente un calendario en el que se establecen los tiempos en los que se realizan los proyectos o un conjunto de actividades a trabajar o desarrollar. Lo importante del cronograma para este proyecto es que se plasmaron cada una de las tareas y fechas desde el principio hasta el final de las actividades que se realizaron.

Tabla XIV. **Cronograma de actividades en puesta en servicio de nuevo tablero de protección de transformador de potencia en Planta Hidroeléctrica Palín II**

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

No.	ACTIVIDAD	P = programado E = Ejecutado	MES 1		MES 2				MES 3				MES 4						
			SEMANA			SEMANA				SEMANA				DÍAS					
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5
1	Visita a Central Hidroeléctrica Palín II, para definir los criterios básicos de la instalación del tablero de protección de transformador de potencia	P																	
		E																	
2	Cotización y adquisición de materiales y equipos	P																	
		E																	
3	Recolección de datos de placas características	P																	
		E																	
4	Calculo de los ajustes de programación de los relevadores	P																	
		E																	
5	Elaboración de los planos de todo el sistema de protección de transformador	P																	
		E																	
6	Elaboración y conexión de circuitos	P																	
		E																	
7	Traslado de tablero de protección a la planta y anclaje del mismo, en la sala de mandos de la Planta.	P																	
		E																	
8	Instalación del cableado nuevo de señales y corrientes	P																	
		E																	
9	Cableado de alimentación DC. Armado de nuevo tablero para señales mecánicas del transformador.	P																	
		E																	
10	Pruebas a características de relevadores de protección de transformador.	P																	
		E																	
11	Conexión de transformadores de corriente en 6,3kV. Conexión de señales de voltaje y corriente de 138kV.	P																	
		E																	
12	Inyecciones secundarias de corrientes y de voltajes transformador.	P																	
		E																	
13	Energización del transformador e ingreso de las dos unidades de la planta para.	P																	
		E																	

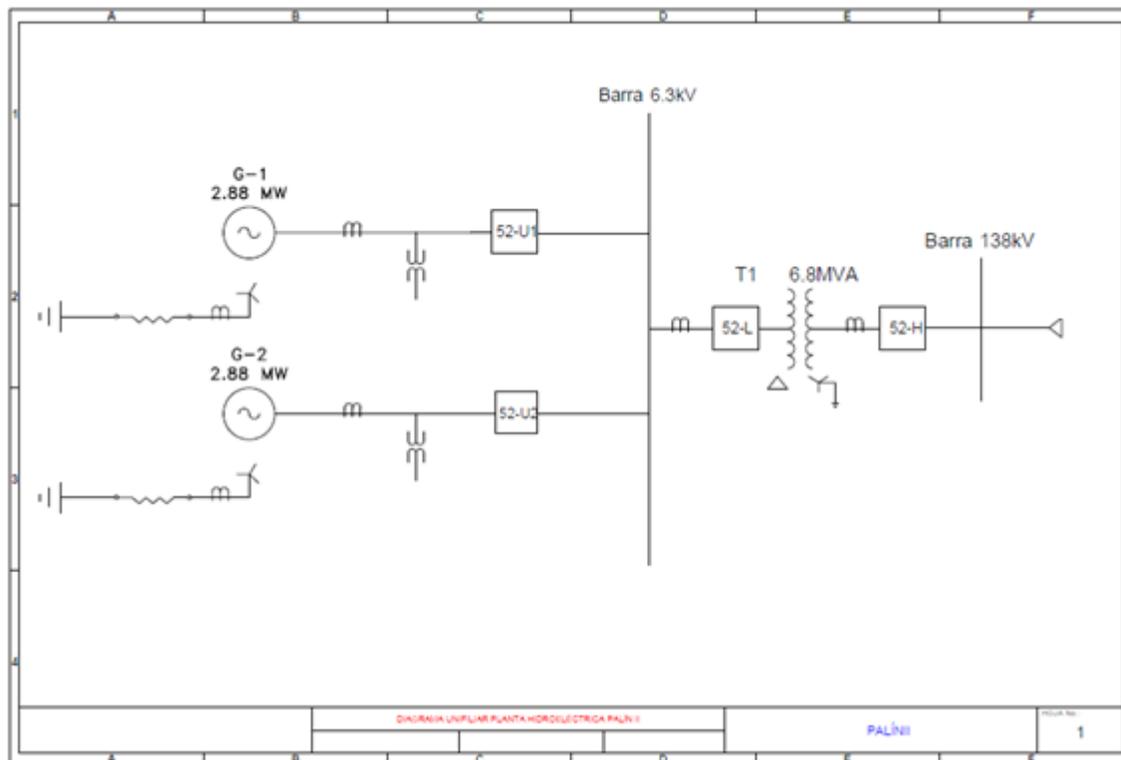
Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

6.2.4. Diagrama unifilar de Planta Hidroeléctrica Palín II

Para la correcta programación de un relevador se necesita una visión general del sistema de potencia a proteger. Para ello se recolectó la información correspondiente a la Planta Hidroeléctrica Palín II y se realizó el diagrama unifilar para su análisis.

Este diagrama permitirá un mejor entendimiento en el estudio de la coordinación de protecciones. El diagrama se muestra en la figura siguiente:

Figura 92. Diagrama unifilar Planta Hidroeléctrica Palín II



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2021.

6.2.5. Supervisión de puesta en servicio de tablero nuevo de protección de transformador de potencia Planta Hidroeléctrica Palín II

Por parte del INDE, se supervisó el trabajo de puesta en servicio del tablero de protección de transformador de potencia de la Planta Hidroeléctrica Palín II.

Anteriormente se contaba con esquema de protección, sin embargo, se vio la necesidad de actualizarlo a nuevas tecnologías. Por lo tanto, se realizó el desmontaje del equipo de protección instalado anteriormente, así como la redistribución de los mandos y señales del transformador al nuevo tablero de protección.

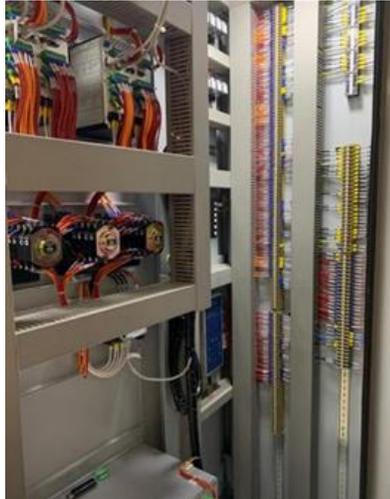
A continuación, se muestran las imágenes más relevantes del proyecto, el antes y el después del tablero de protección tanto interna como externamente.

Figura 93. Antes y después del tablero de protección de transformador de potencia



Fuente: Tablero de protección en casa de máquinas, Planta Hidroeléctrica Palín II.

Figura 94. **Antes y después del tablero de protección de transformador de potencia**



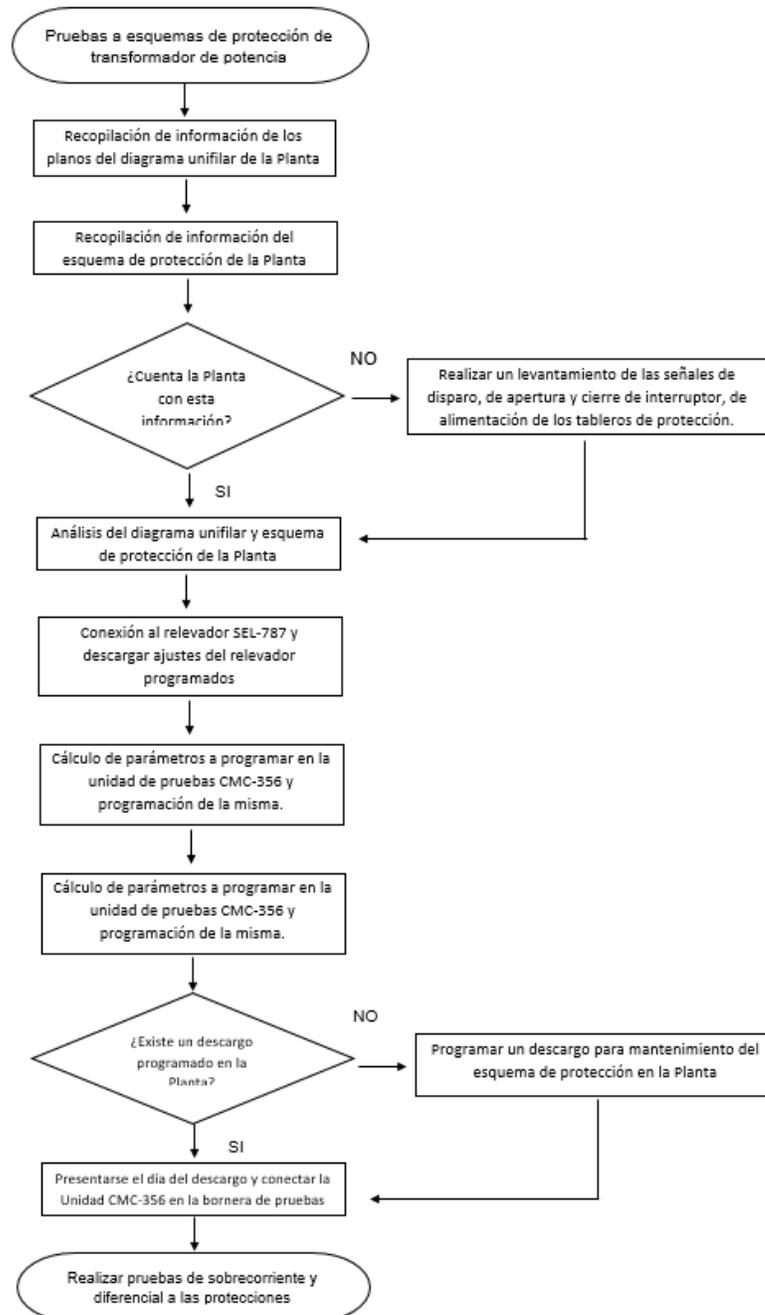
Fuente: Interior de tablero de protección en casa de máquinas, Planta Hidroeléctrica Palín II.

6.3. Diagrama de flujo con recolección de datos para la realización de pruebas de características a los esquemas de protección de transformadores de potencia

El diagrama de flujo representa una forma sencilla de mostrar gráficamente los pasos a llevar a cabo para la resolución de un problema. El uso de estos diagramas es muy importante para entender con mayor facilidad las partes y funcionamiento de cualquier proceso.

Una de las ventajas del diagrama de flujo es que es una buena herramienta para la fácil comprensión de un proceso o de la resolución de un problema. En el caso del procedimiento de pruebas para un esquema de protección de transformadores de potencia se tiene el siguiente diagrama:

Figura 95. **Diagrama de flujo de pruebas a esquema de protección de transformador de potencia**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Visio 2016.

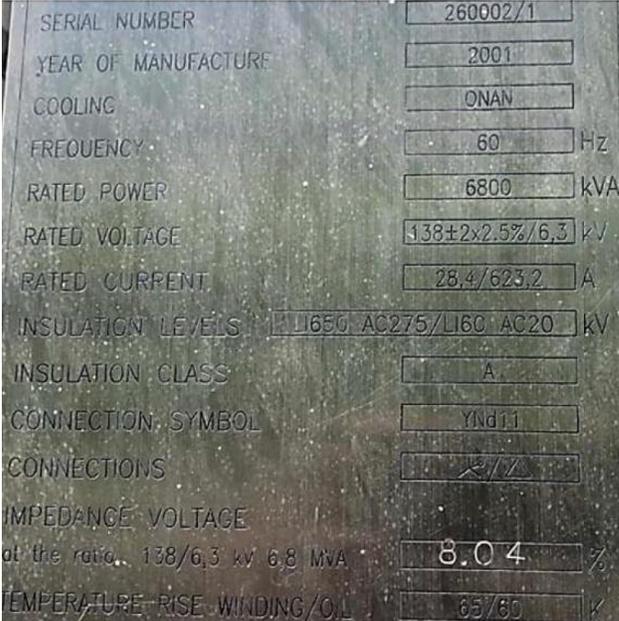
6.4. Parametrización de los ajustes del relevador de protección de transformador de potencia SEL-787

Es importante aclarar que para poder realizar este procedimiento se utilizarán, el manual del relevador SEL-787, las normas C37.91-2008 y las recomendaciones del procedimiento CFE G0100-07.

Los relevadores utilizados para este esquema son dos SEL-787 (principal y respaldo) y tendrán como función principal la protección diferencial y como función secundaria la de sobrecorriente. La placa del transformador de potencia es la que se muestra en la siguiente figura.

Figura 96. **Placa característica de transformador de potencia instalado en la salida de generación de la Planta Hidroeléctrica Palín**

II



SERIAL NUMBER	260002/1
YEAR OF MANUFACTURE	2001
COOLING	ONAN
FREQUENCY	60 Hz
RATED POWER	6800 kVA
RATED VOLTAGE	138±2x2.5%/6.3 kV
RATED CURRENT	28.4/623.2 A
INSULATION LEVELS	LI650 AC275/LI60 AC20 kV
INSULATION CLASS	A
CONNECTION SYMBOL	YNd11
CONNECTIONS	
IMPEDANCE VOLTAGE at the ratio 138/6.3 kV 6.8 MVA	8.04 %
TEMPERATURE RISE WINDING/O.L	65/65 K

Fuente: Placa de características de transformador de potencia, Planta Hidroeléctrica Palín II.

6.4.1. Cálculo de los ajustes de protección del transformador de potencia

Para el cálculo de los ajustes del relevador es importante conocer las relaciones de transformación de los transformadores de instrumento dedicados a la protección de la máquina eléctrica. Estos son los siguientes:

- Relación de transformación de corrientes lado de baja 6,3kV: $800A/5A = 160$.
- Relación de transformación de corrientes lado de alta 138kV: $75A/5A = 15$.
- Relación de transformación de potenciales lado de 6,3kV (Delta abierta): $6300V/100V = 63$

Por lo tanto:

$$CTR1 = 160$$

$$CTR2 = 15$$

$$PTR = 63$$

Es importante mencionar que no existe transformador de corriente en el neutro del transformador, por lo que se programará una corriente residual.

6.4.1.1. Elemento diferencial

En la norma C37.91-2008 se presenta la configuración de los relevadores diferenciales para transformadores elevadores, como lo es el instalado en la Planta Hidroeléctrica Palín II. Asimismo, se tomarán en cuenta las recomendaciones del procedimiento CFE G0100-07.

Según la norma y el fabricante, se debe considerar el ajuste del mínimo *pickup* para el elemento diferencial con un valor de 30 % de la corriente nominal secundaria del transformador a su máxima capacidad de potencia, es decir, con todo su sistema de enfriamiento operando.

$$087P = 0,30p. u.$$

Debido a que se instalaron relevadores SEL-787, para los cálculos también se tomarán en cuenta las recomendaciones del fabricante. Para el caso de la Planta Hidroeléctrica Palín II se seleccionó una característica diferencial de dos pendientes para una máxima sensibilidad ante corrientes pequeñas y una gran tolerancia ante la saturación de los TC's en cuanto a fallas externas.

Para la primera pendiente SLP1, se debe configurar por encima de los errores que puedan encontrarse en estado estable por condiciones normales de operación, estos errores son:

- Corriente de excitación (4 %)
- Cambiador de tomas (5 %)
- Precisión del relevador (5 %)

- Precisión de transformadores de corriente (5 %)

$$SLP1min\% = \left(\frac{Error\ \%}{200 - Error\ \%} \right) * 100$$

$$Error\% = 4\ \% + 5\ \% + 5\ \% + 5\ \% = 19\ \%$$

$$SLP1min\% = \left(\frac{19\ \%}{200 - 19\ \%} \right) * 100 = 10,49\ \%$$

Es conveniente dar un margen de seguridad al valor anteriormente calculado por lo que se definirá de 15 %. En el caso de la pendiente 2 (SLP2) en la norma se recomienda que sea del 50 % y debe iniciar en 6 veces la corriente nominal secundaria de restricción.

$$SLP1\% = 15\ \%$$

$$SLP2\% = 50\ \%$$

$$IRS1 = 6,0, \text{ límite de operación del SLP1}$$

Para el *pickup* del elemento diferencial sin restricción (U87P) el fabricante recomienda programarlo en un valor de 8 o 10 veces el TAP.

$$U87P = 10 \text{ p. u.}$$

Se recomienda un esquema que utilice restricción por armónicos en lugar de bloqueo por armónicos. Además, el porcentaje de bloqueo/restricción por segunda y cuarta armónica según el fabricante debe de estar programado en 15 % y para la quinta armónica, según análisis de Fourier en las corrientes durante sobrecargas se ha encontrado que un 35 % es el valor adecuado.

PCT2 = 15 %, Bloquea la operación si el segundo armónico esta arriba del 15 %

PCT4 = 15 %, Bloquea la operación si el cuarto armónico esta arriba del 15 %

PCT5 = 35 %, Bloquea la operación si el quinto armónico esta arriba del 35 %

Por último, se necesita compensar los devanados del transformador dependiendo en cómo se encuentra conectado. Según la placa característica tenemos un transformador estrella aterrizada-delta (YNd11). Es importante mencionar que el sentido de rotación de los fasores es ABC. Se tomará como referencia el devanado en estrella por lo que hay que programarlo en el relevador como:

$$W1CTC = 0$$

El devanado secundario se debe de compensar 30 grados respecto a la referencia. En la programación se debe de colocar:

$$W2CTC = 1$$

Los ajustes restantes para el elemento diferencial son los siguientes:

- MVA = 6,8 (potencia del transformador)
- VWDG1 = 6,3 (Nivel de tensión en lado de baja)
- VWDG2 = 138 (Nivel de tensión en lado de alta)

6.4.1.2. Elemento de sobrecorriente en el neutro 138kV (51NT)

Se deberán de ocultar los ajustes ya que en Planta Hidroeléctrica Palín II no se cuenta con transformador de corriente en el neutro. Sin embargo, si se deja configurada esta opción, como un elemento residual. Esto para proteger al transformador de corriente residual en el neutro.

Para el ajuste de *pickup*, se debe calcular el 25 % de la corriente en el lado de alta del transformador de unidad a su máxima capacidad de enfriamiento y afectado por la máxima elevación de temperatura.

$$Pick\ up = \left(\frac{(0,25) * (Inom138kV)}{RTC} \right)$$
$$Inom138kV = \left(\frac{6,8MVA}{\sqrt{3} * 138kV} \right) = 28,45\ A$$
$$Pick\ up = \left(\frac{(0,25) * (28,45A)}{15} \right) = 0,4741$$

La corriente mínima ajustable es de 0,50A, por lo que se toma ese valor. El ajuste del *dial* debe ser de tal forma que obtengamos 1s a la máxima corriente de falla del transformador con curva del tipo “muy inverso” U3 (U.S. *Very inverse Curve*: U3) mostrada en capítulos anteriores. Al utilizar la curva se obtiene un valor de palanca de 10,26.

En Planta Hidroeléctrica Palín II no se cuenta con un método de medición de corriente en el neutro de 138kV, por lo que se deja como un elemento residual. Por lo tanto, los ajustes quedan de la siguiente forma:

$$CTR2 = 15$$

$$51G2C = U3(Muy inversa)$$

$$51G2TD = 10,26, \text{ Ajuste de tiempo de disparo}$$

$$51G2RS = N$$

$$51G2CT = 0$$

$$51G2MR = 0$$

$$51G2TC = 1, \text{ torque de control}$$

6.4.1.3. Protección de sobrecorriente para el lado de alta del Transformador de potencia (51H)

Esta protección se encuentra detallada en la norma ANSI/IEEE C57-109 1985, en donde se muestra la capacidad de los transformadores de soportar corrientes de sobrecarga y fallas.

La corriente mínima para que la protección arranque es sugerida de 1,5 a 2 veces la corriente nominal a la potencia básica. Para tener una mayor sensibilidad de la protección se opta por un *pickup* de 1,05 veces la potencia del transformador. Se calcula con la fórmula de potencia trifásica como sigue:

$$Pickup\ 51H = \left(\frac{1,05 * 6800KVA}{\sqrt{3} * 138kV * 15} \right) = 1,99144\ A$$

Para el tiempo de respuesta, se deben de librar las fallas trifásicas que se representen en la barra de 6,3kV cuya corriente circule a través del transformador de potencia en un tiempo de 900ms para hacer una protección sensible. La curva debe de estar por debajo de las curvas de daño térmico y mecánico del transformador. Se utilizará la curva U3 nuevamente.

El ajuste de tiempo de disparo debe ser de tal forma que se obtenga un tiempo de 900ms para falla trifásica en el devanado de 6,4kV, con estos valores se encuentra un *Time Dial* de 7,43.

$$CTR2 = 15$$

$$51P2C = U3(\text{Muy inversa})$$

$$51P2TD = 7,43, \text{ ajuste de tiempo de disparo}$$

$$51P2RS = N, \text{ tiempo de retardo para el reset}$$

$$51G2CT = 0$$

$$51G2MR = 0$$

$$51P2TC = 1, \text{ torque de control}$$

6.4.1.4. Protección de sobrecorriente para el lado de baja del transformador 51L

La corriente mínima para que la protección arranque es sugerida de 1,5 a 2 veces la corriente nominal a la potencia básica. Para tener una buena coordinación con 51h, debe ser el mismo que la protección 51H ya que son protecciones de respaldo del transformador. Para tener una mayor sensibilidad de la protección se opta por un *pickup* de 1,05 veces la potencia del transformador, ahora referido al primario. Se calcula con la fórmula de potencia trifásica como sigue:

$$Pickup\ 51H = \left(\frac{1,05 * 6800KVA}{\sqrt{3} * 6,3kV * 160} \right) = 4,08956\ A$$

Para el tiempo de respuesta, se deben de librar las fallas trifásicas que se representen en la barra de 6,3kV cuya corriente circule a través del transformador de potencia 0,3 segundos más rápido que en el lado de alta (para tener una

buena coordinación con el lado de alta), o sea 0,6 segundos para hacer una protección sensible.

La curva debe de estar por debajo de las curvas de daño térmico y mecánico del transformador. Se utilizará la curva U3 nuevamente, para mantener la coordinación con 51H.

El ajuste de tiempo de disparo debe ser de tal forma que se obtenga un tiempo de 600ms para falla trifásica, con estos valores se encuentra un *Time Dial* de 4,95.

$$CTR2 = 160$$

$$51P2C = U3(Muy inversa)$$

$$51P2TD = 4,95, \text{ ajuste de tiempo de disparo}$$

$$51P2RS = N, \text{ tiempo de retardo para el reset}$$

$$51G2CT = 0$$

$$51G2MR = 0$$

$$51P2TC = 1, \text{ torque de control}$$

6.4.1.5. Protección de 3V0 para fallas a tierra en barra de 6,3kV

En el relevador se debe de habilitar una función de 3V0, esta protección detecta fallas a tierras en la barra de 6,3kV. Esto se realiza por medio de transformadores de potencial conectados en un arreglo llamado delta rota. Se habilitó en la protección principal.

Los ajustes para esta función se tomaron del relevador que estaba anteriormente instalado, marca Thytronic modelo DVD-G22. Se programará en la función de sobrevoltaje de fase.

$$59P1P = 20V$$

$$59P1D = 0,7$$

6.4.1.6. Protección de fallo de interruptor para 138kV

Se habilitó una función de 50FI para el interruptor de transformador de lado de 138kV. El *pickup* de esta función se calcula al 110 % de la potencia nominal de las dos unidades generadoras en paralelo.

$$RTC = 15$$
$$Pickup\ 50FI = \left(\frac{1,1 * \frac{3,2MVA * 2}{138kV * \sqrt{3}}}{15} \right) = 1,96\ A$$

El tiempo de operación para un redisparo es de 40ms y para el disparo de 86FI (que es un relevador auxiliar de disparo y bloqueo sostenido por falla de interruptor) en 160ms. Los ajustes son los siguientes:

$$50P21P = 1,96A$$

$$50P21D = 0,00\ s$$

$$50P21TC = 1, \text{ torque de control}$$

6.4.1.7. Protección de fallo de interruptor para 6,3kV

Se habilitó una función de 50FI para el interruptor de transformador de lado de 6,3kV. El *pickup* de esta función se calcula al 110 % de la potencia nominal de las dos unidades generadoras en paralelo.

$$RTC = 160$$
$$Pickup\ 50FI = \left(\frac{1,1 * \frac{3,2MVA * 2}{6,3kV * \sqrt{3}}}{160} \right) = 4,03228\ A$$

El tiempo de operación para un re-disparo es de 40ms y para el disparo de 86FI (que es un relevador auxiliar de disparo y bloqueo sostenido por falla de interruptor) en 160ms. Los ajustes son los siguientes:

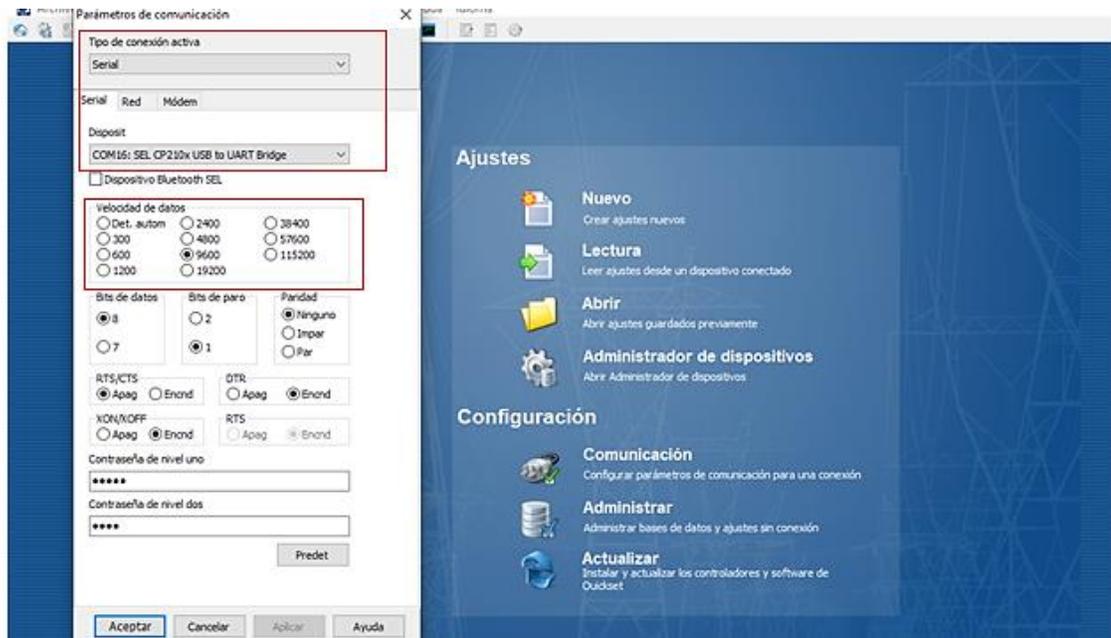
$$50P11P = 4,03A$$
$$50P11D = 0,00\ s$$
$$50P11TC = 1, \text{ torque de control}$$

6.4.2. Programación del relevador SEL-787

El primer paso para poder configurar el relevador SEL-787 es conectarse al relevador a través de cable serial o *Ethernet*.

Se debe de seleccionar la pestaña Serial y luego el cable conectado en el COM asignado de la computadora en la sección "Dispositivo". Posteriormente seleccionar la velocidad de datos que tiene configurada el relevador, que por default es de 9 600 bps. La comunicación se realiza tal y como aparece en la siguiente figura.

Figura 97. **Conexión de PC a relevador SEL-787**



Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSELeRator.

Posteriormente se debe de verificar el estado de la conexión del relevador a la PC. Cuando la conexión es exitosa, en la parte inferior se puede notar que aparece conectado, además la recepción y transmisión de datos (RXD y TXD) aparece con colores rojo y verde respectivamente. Esto significa que se están transmitiendo y recibiendo datos de forma correcta, tal y como lo muestra la siguiente figura.

Figura 98. **Estado de conexión a relevador SEL-787**

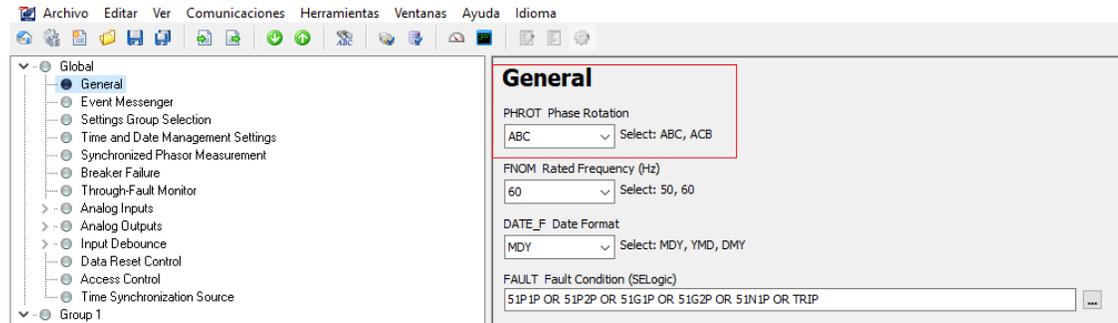


Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSELERator.

Posteriormente se debe de realizar la lectura del relevador para poder ver lo que tiene actualmente configurado, sino es un relevador nuevo o bien ver los ajustes que tiene por default un relevador nuevo. En la pantalla principal, en la sección ajustes, seleccionar la opción de Lectura.

A continuación, seleccionar en el lado superior izquierdo la pestaña Global. En esta sección se encuentran los ajustes por default del relevador, los cuales para el caso de Planta Hidroeléctrica Palín II no se cambiarán. Es importante que en la sección de General se coloque la correcta secuencia de fases, que en este caso es secuencia ABC según la recolección de datos que se realizó con personal de la empresa.

Figura 99. **Secuencia de fases correcta en Planta Hidroeléctrica Palín II**

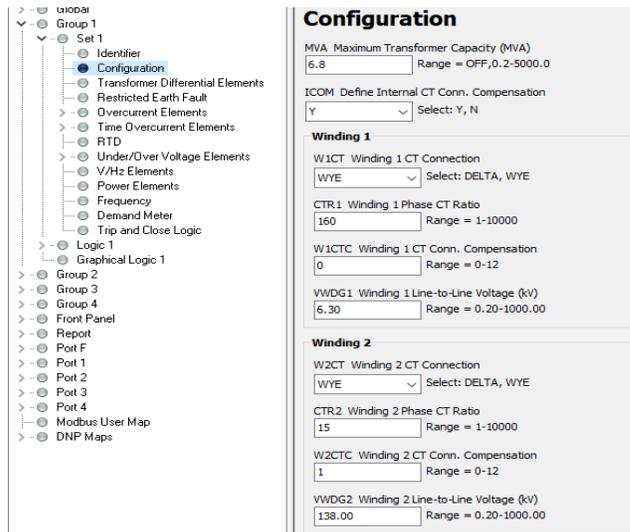


Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSELeator.

Seguidamente, seleccionar la pestaña Group 1, que es en donde se configurarán todas las funciones de protección del relevador principal de transformador de la Planta. En la sección que sigue, seleccionar la pestaña Set 1, y en la subsección de Identifier colocar la identificación del relé.

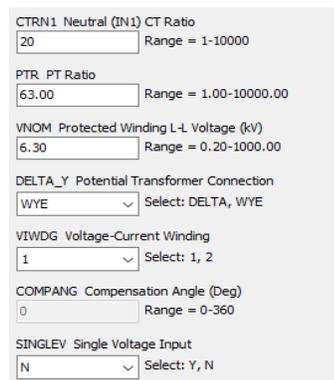
En seguida, seleccionar Configuration y programar todas las características mostradas en la placa de características del transformador mostrada en las secciones anteriores.

Figura 100. **Configuración de datos del transformador de potencia a proteger**



Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSElerator.

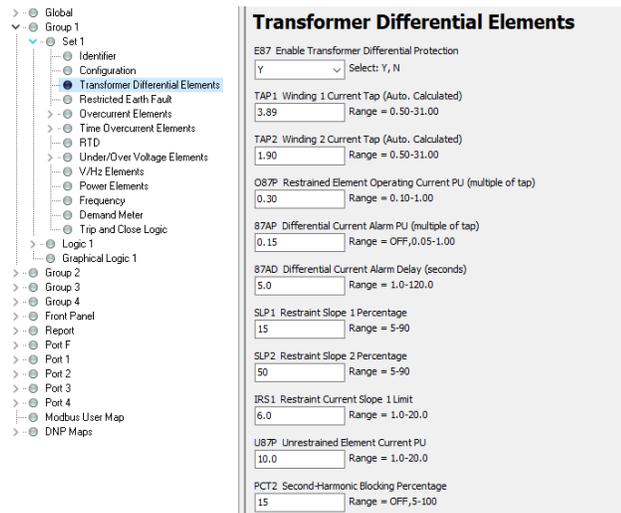
Figura 101. **Configuración de datos del transformador de corriente en el neutro**



Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSElerator.

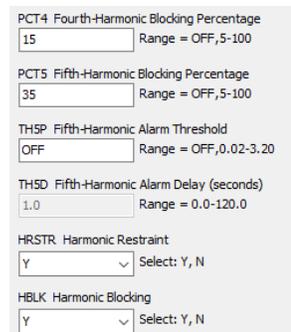
Posteriormente, en la sección de Transformer Differential Elements se deben de configurar todos los valores calculados en la sección anterior. Tal y como se muestra en la siguiente figura:

Figura 102. Configuración de protección diferencial



Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSELeRator.

Figura 103. Configuración de protección diferencial



Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSELeRator.

Seguidamente la opción de Restricted Earth Fault, para el caso de la Planta Hidroeléctrica Palín II no se habilitó, depende de cada aplicación para poder decidir si habilitarla o no.

A continuación, seleccionar Overcurrent Elements para el caso de esta aplicación se encuentra habilitado únicamente la sobrecorriente en la fase del devanado 2. Este elemento de sobrecorriente se configura de la siguiente manera:

Figura 104. **Elemento de sobrecorriente por protección de falla de interruptor en 138kV**

Phase Overcurrent

Element 1

50P21P Winding 2 Phase Inst Overcurrent Trip Level (amps)
1.96 Range = OFF,0.50-96.00

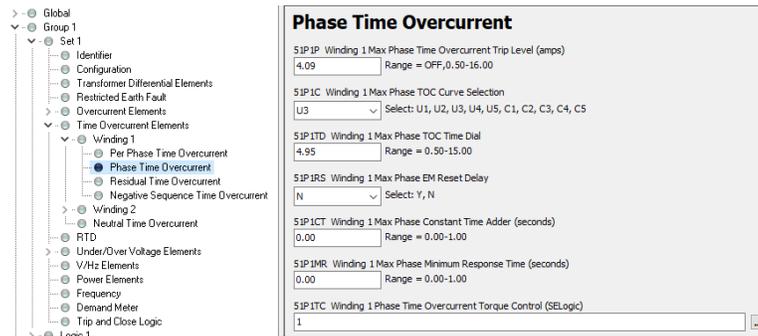
50P21D Winding 2 Phase Inst Overcurrent Trip Delay (seconds)
0.00 Range = 0.00-5.00

50P21TC Winding 2 Phase Inst Overcurrent Torque Control (SELogic)
1

Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSELerator.

Posteriormente, seleccionar Time Overcurrent Elements y en la sección de sobrecorriente con tiempo por fase se debe de configurar según los cálculos realizados de la siguiente forma:

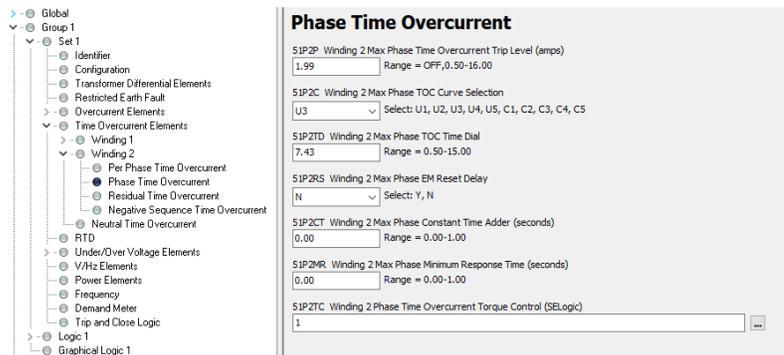
Figura 105. Configuración de protección de sobrecorriente en devanado de 6,3kV del transformador



Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSELErator.

En seguida se debe de configurar el elemento de sobrecorriente de fase con tiempo en el devanado de 138kV, como se muestra a continuación con los valores anteriormente calculados:

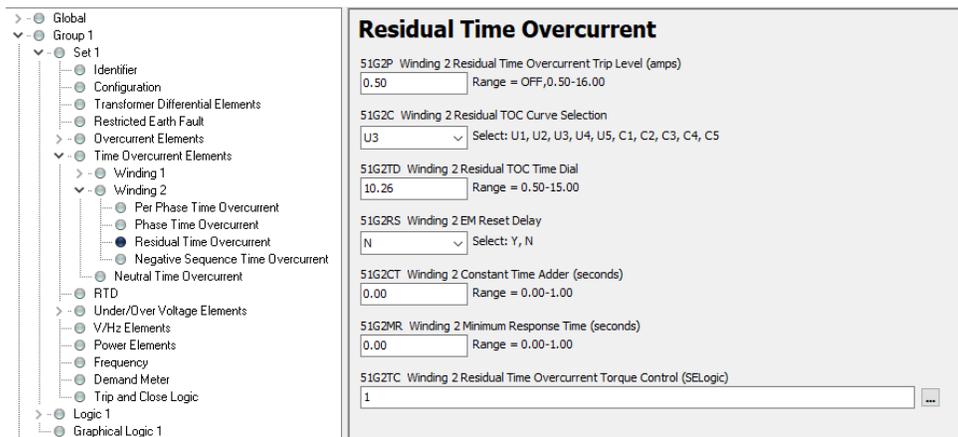
Figura 106. Configuración de protección de sobrecorriente en el devanado de 138kV del transformador



Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSELErator.

En este elemento de sobrecorriente con tiempo se debe de configurar el elemento residual para el neutro en 138kV, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 107. Elemento residual de sobrecorriente



Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSElerator.

Seguidamente se muestra la opción de configuración de las RTD's, sin embargo, en Planta Hidroeléctrica Palín II las mismas se configuran en los SEL-700G que protegen a los dos generadores de la Planta.

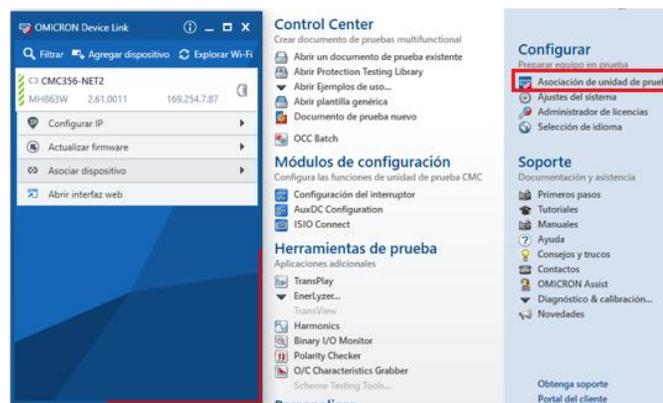
Las demás configuraciones en esta sección se dejan como de fábrica. Por último, se deben de configurar las salidas del relé para poder asegurar que el relevador actuará según lo programado y las lógicas de disparo del relevador.

6.5. Configuración de ajustes y módulos de prueba en la unidad de pruebas CMC356

Para parametrizar la unidad de pruebas CMC356, inicialmente se debe de conectar la PC a la misma a través de un cable *Ethernet* y abrir el *software* Test Universe en la PC. En seguida, conectar la unidad de pruebas a la fuente de voltaje AC, aterrizar la misma en la terminal de tierra que se encuentra en la parte trasera de la CMC356 a un punto de aterrizamiento cercano y encender la unidad de pruebas CMC356.

Seguidamente se debe de asociar la unidad de pruebas con la PC, para ello en la pantalla principal del *software* Test Universe en la sección de “Configurar” seleccionar la opción de Asociación de unidad de prueba. Se mostrará el OMICRON Device Link que permite la configuración de la conectividad de la unidad de pruebas y se mostrará la siguiente pantalla:

Figura 108. **Conectividad de unidad de pruebas y asociación de la misma a la PC**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Para la configuración de la IP de la CMC356, se selecciona la opción de configurar IP, en donde el programa automáticamente asignará una IP a la misma, o bien da la opción de hacerlo manualmente.

Como se puede notar, la barra de color verde achurado muestra que el dispositivo debe de asociarse con. Para ello se selecciona la opción de Asociar dispositivo y se debe de presionar el botón de asociar en la parte trasera de la CMC356, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 109. **Asociar dispositivo**

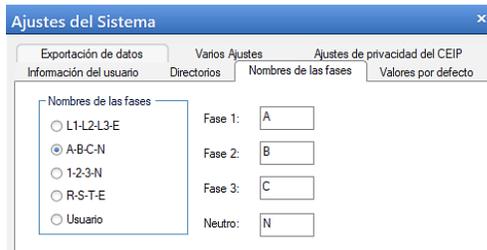


Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test universe 3.20.

Si el proceso fue exitoso, en la sección donde se encuentra especificado el número de serie de la Unidad de pruebas, la barra del lado izquierdo se pondrá en color verde completamente. Posteriormente se debe de salir del Device Link y se debe de seleccionar Ajustes del sistema.

En la primera pantalla se puede de configurar datos personales del usuario. En la sección de Nombres de las Fases seleccionar la identificación que se da a las fases según corresponda.

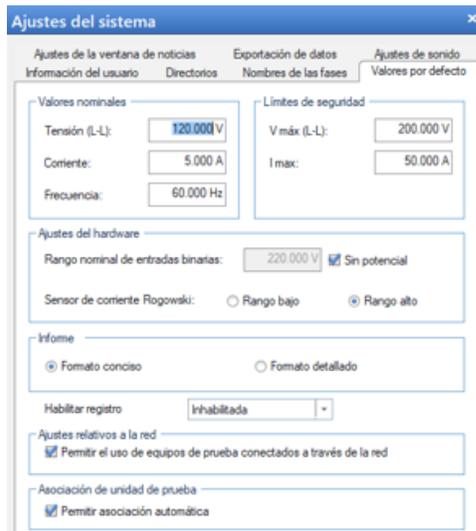
Figura 110. Nombre de las fases



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

En seguida, seleccionar la pestaña Valores por defecto para configurar los valores nominales de prueba, límites de seguridad y ajustes de *hardware* generales.

Figura 111. Ajustes por defecto



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Ahora debemos de crear un documento de prueba nuevo, en la página principal del *software* Test Universe debemos buscar la sección de Control Center y presionar la opción de Documento de prueba nuevo, el cual tendrá extensión .occ.

OMICRON ha especificado un método para realizar pruebas, el cual es llamado Ley de Ohm de OMICRON y se compone de los siguientes elementos:

- O: Objeto de prueba
- H: *Hardware* a configurar
- M: Módulos de prueba

Si se conocen bien cada una de estas partes se podrá realizar una prueba correcta del equipo de protección. En el caso de Planta Hidroeléctrica Palín II se configurará el Objeto de prueba al seleccionar Test Object en la pantalla principal del documento de prueba nuevo, como se muestra a continuación:

Figura 112. **Equipo en prueba a configurar**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Ahora se debe de seleccionar la opción de dispositivo y configurar de acuerdo con la información recopilada, en este caso para Planta Hidroeléctrica Palín II se recopiló la información y se configuró como se muestra en la siguiente figura.

Figura 113. Configuración de dispositivo en unidad CMC356

Dispositivo		Valores nominales		Otras propiedades de dispositivo	
Nombre/descripción:	Relevador de protección	Número de fases:	<input type="radio"/> 2 <input checked="" type="radio"/> 3	Tiempo de reposición:	20.000 ms
Fabricante:	SEL	f nom:	60.000 Hz	Limites	
Tipo de dispositivo:	SEL-787	V nom (secundario):	120.000 V (L-L)	V max:	200.000 V (L-L)
Dirección del dispositivo:	Relevador de transformador de		69.282 V (L-0)	I max:	50.000 A
Número de serie/modelo:		V primario:	6.300 kV (L-L)	Sensibilidad de detección de sobrecarga	
Información adicional 1:	Protección Principal		3.637 kV (L-0)	<input checked="" type="radio"/> Alto <input type="radio"/> Usuario	50.000 ms
Información adicional 2:		I nom (secundario):	5.000 A	<input type="radio"/> Bajo <input type="radio"/> Off	
		I primario:	800.000 A	Filtros antirrebote y antirruído	
Subestación		Factores de tensión/corriente residuales		Tiempo antirrebote:	3.000 ms
Nombre:	Palín II	V _N /V _{nc} :	1.732	Tiempo antirruído:	0.000 s
Dirección:	Palín, Escuintla, Guatemala	I _N /I _{nom} :	1.000		
Sala					
Nombre:	Transformador de potencia 6.3				
Dirección:					

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Como se puede notar se configuró toda la información teórica del dispositivo, información que se recopiló directamente del relevador y de la Planta. Los valores nominales se configuran de acuerdo con los valores nominales en los que se trabaja en la Planta Hidroeléctrica Palín II. Asimismo, se configuró la relación de voltaje y corriente de los transformadores de medida, tomando en cuenta los TC's del lado de alta del transformador y los TP's del lado de 6,3kV. Después de completar la información se debe dar *click* en aceptar para guardar los cambios.

En seguida se selecciona la opción de Hardware Configuration, en la cual se mostrará el número de serie de la maleta de pruebas actualmente conectada.

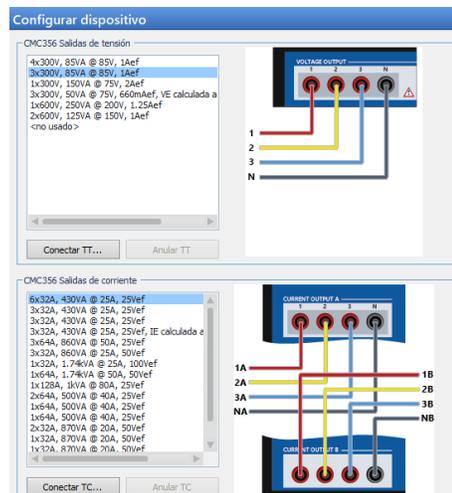
Figura 114. **Configuración del hardware global**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

En la sección Unidades de Prueba se debe seleccionar la opción de Detalles, habilitando las seis salidas de corriente y 3 voltajes para poder inyectar al relevador. Al finalizar presionar en aceptar.

Figura 115. **Configuración del hardware**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Posteriormente, se configuran las salidas de corriente. En el caso de Planta Hidroeléctrica Palín II las corrientes mostradas con una X corresponden a las que entran en el devanado de 6,3kV y las que se muestran con una Y corresponden a las corrientes de prueba del devanado de 138kV.

Figura 116. Salidas analógicas

Configuración del hardware global		General																			
		Salidas analógicas				Entradas binarias / analógicas				Salidas binarias				Entradas analógicas CC				Referencia horaria			
Etiqueta	Terminal de conexión	CMC356 V A				CMC356 V B				CMC356 I A				CMC356 I B							
		1	2	3	N	1	N	1	2	3	N	1	2	3	N						
I A	IAX							X													
I B	IBX								X												
I C	ICX									X											
I(2)-1	IAY												X								
I(2)-2	IBY													X							
I(2)-3	ICY															X					

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Seguidamente se deben de configurar las entradas binarias de la CMC356. Para este caso solo necesitaremos un disparo, el cual nos permitirá conocer la actuación del relevador. Es importante mencionar que debe ser una entrada libre de potencial, ya que solo se monitorea el cambio de estado de las salidas del relé. Presionar Aceptar para guardar los cambios.

Figura 117. Entradas binarias

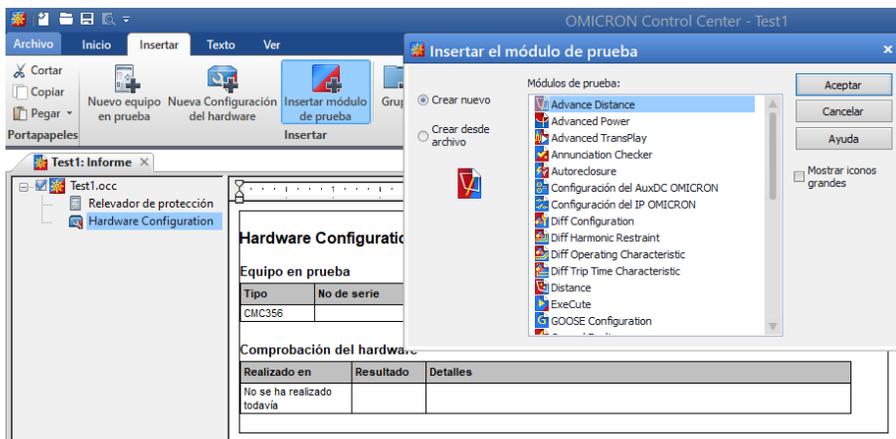
General		Salidas analógicas		Entradas binarias / analógicas																Salidas binarias				Entradas analógicas CC				Referencia horaria			
		CMC356																													
Función		Binario																													
Libre de potencial		<input checked="" type="checkbox"/>																													
Tensión nominal																															
Relación de las pinzas de corriente																															
Tensión de umbral																															
Etiqueta	Terminal de conexión	1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	5+	5-	6+	6-	7+	7-	8+	8-	9+	9-												
Disparo	<input checked="" type="checkbox"/>	X																													

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Salidas binarias, entradas analógicas CC y referencia horaria se dejarán deshabilitadas para realizar las pruebas en Planta Hidroeléctrica Palín II.

A continuación, insertar el primer módulo de prueba para verificar el correcto funcionamiento del relevador. Para ello seleccionar las siguientes pestañas.

Figura 118. Insertar módulo de prueba



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

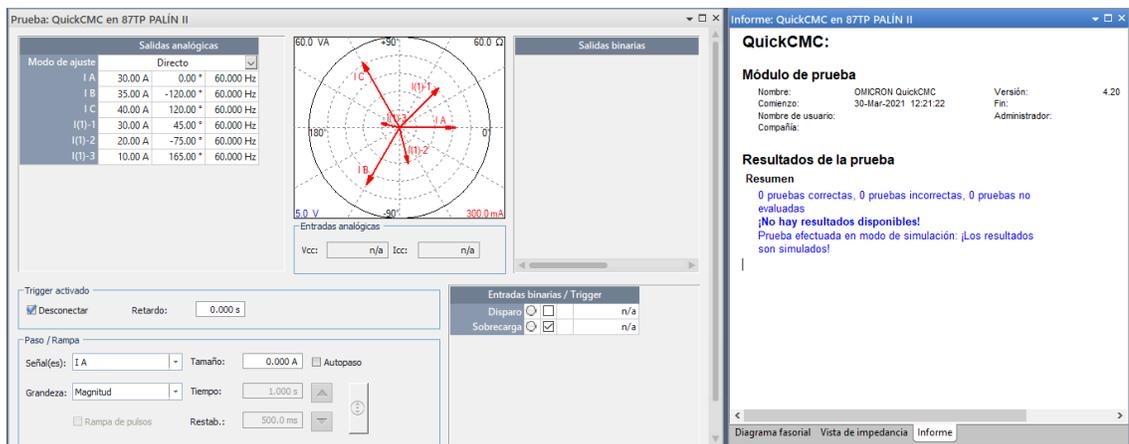
El primer módulo de prueba que insertaremos es un QuickCMC, este módulo es bastante simple y nos servirá para poder comprobar un correcto cableado de las salidas de la unidad de pruebas hacia el block de pruebas del relevador. Cabe mencionar que este módulo no evalúa los resultados de forma automática.

Se inyectarán ciertos valores de voltaje y corriente a distintos ángulos para poder compararlos con los valores medidos por el relevador.

Si se cumple la comparación entre los valores inyectados con respecto a los medidos por el relevador se considerará la prueba de cableado correcta.

El modo de ajuste debe de seleccionarse en directo y se configuran valores de corriente a diferentes ángulos de desfase y a frecuencia constante 60Hz.

Figura 119. Configuración de prueba de cableado

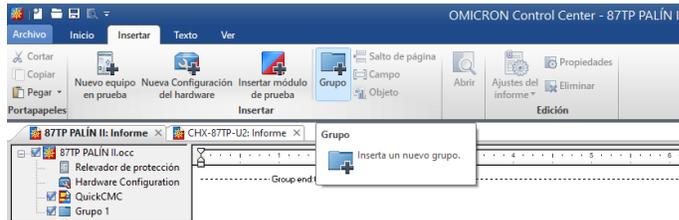


Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Para este módulo, en la pestaña de Ver se seleccionó la opción de valores primarios. Y se programaron valores de corriente no balanceados con el objetivo de poder ver la diferencia de valores medidos en el relevador y poder confirmar que la prueba sea correcta.

Seguidamente debemos de insertar un grupo, por lo que seleccionamos dicha opción en la parte superior.

Figura 120. Insertar grupo nuevo

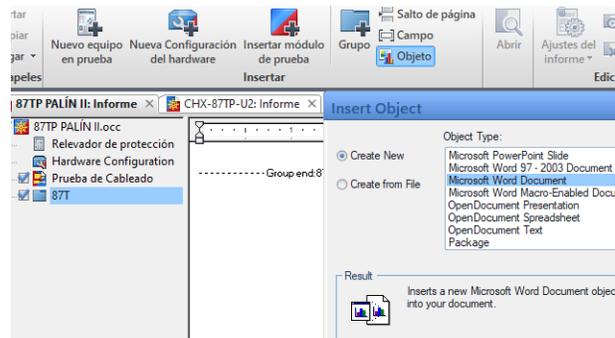


Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Luego de haber insertado el grupo se le asignará el nombre de acuerdo con las pruebas a realizarse. Para el caso de Planta Hidroeléctrica Palín II se le asignará el nombre de 87T, refiriéndose a la protección diferencial (87).

Asimismo, Test Universe permite agregar documentos de Word como objetos para poner título a la serie de pruebas que se van a realizar en este grupo de módulos. Para ello, seleccionar el informe y en la pestaña de insertar se pulsa en la opción Objeto.

Figura 121. Insertar documento de Word con el nombre de la función de protección a probar



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Dicho documento de Microsoft Word se puede editar y en este caso se pondrá el nombre de la función de protección a probar. Es importante mencionar que dicho contenido se agregará automáticamente al informe.

Figura 122. **Nombre de la función de protección a probar en documento de Microsoft Word**

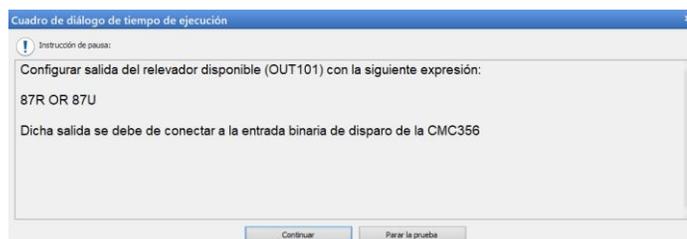


PRUEBA DE PROTECCIÓN
DIFERENCIAL

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

A continuación, insertaremos un módulo de pausa en Test Universe siguiendo el proceso realizado para insertar el módulo QuickCMC. El Pause Module permite realizar una pausa para configurar algún parámetro en el relevador o ver algún recordatorio. Básicamente es un mensaje de texto.

Figura 123. **Pause module**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Como se puede notar en este pause module se indicó que se debe de configurar la salida del relevador al disparo de la CMC356 con los *bits* de disparo por diferencial 87R y 87U, como se muestra en el manual de SEL-787.

Para probar los *Pickups* o valores de arranque de las funciones de protección se debe de utilizar un módulo Ramping. Se debe de insertar el mismo como se realizó con los otros módulos probados.

Primero se debe de seguir la ley de OHM de OMICRON, por lo que hay que configurar primero el objeto de prueba. El *hardware* puede modificarse para cada uno de los módulos de prueba y en este caso se deshabilitarán las corrientes programadas para el devanado de 6,3kV.

Figura 124. **Hardware en módulo Ramping, devanado de 138kV**

Señal de salida del módulo de prueba	Etiqueta	Terminal de conexión	CMC356 V A				CMC356 V B		CMC356 I A				CMC356 I B				
			1	2	3	N	1	N	1	2	3	N	1	2	3	N	
No usado	I A	IAX						X									
No usado	I B	IBX							X								
No usado	I C	ICX								X							
I(1)-1	I(1)-1	IAY										X					
I(1)-2	I(1)-2	IBY											X				
I(1)-3	I(1)-3	ICY													X		

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Para poder tener un resultado correcto de la acción del relé debemos de buscar las tolerancias de las funciones de protección y programarlas en el Ramping. Para el caso de SEL-787 los valores se encuentran ubicados en la sección de especificaciones en la parte de elementos del relé.

Figura 125. **Especificaciones de protección diferencial SEL-787**

Differential (87)

Unrestrained Pickup Range: 1.0–20.0 in per unit of TAP
 Restrained Pickup Range: 0.10–1.00 in per unit of TAP
 Pickup Accuracy (A secondary):
 5 A Model: ±5% plus ±0.10 A
 1 A Model: ±5% plus ±0.02 A

Unrestrained Element

Pickup Time: 0.8/1.0/1.9 cycles (Min/Typ/Max)

Restrained Element (with harmonic blocking)

Pickup Time: 1.5/1.6/2.2 cycles (Min/Typ/Max)

Restrained Element (with harmonic restraint)

Pickup Time: 2.62/2.72/2.86 cycles (Min/Typ/Max)

Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.
 p. 38.

Como el relé SEL-787 instalado en Planta Hidroeléctrica Palín II es un modelo con secundario de 5A tiene una desviación de ±5 %. Por otro lado, se deben de configurar los valores de comienzo y fin de la rampa. Se recomienda por parte de OMICRON de que sea a un 80 % y un 120 % del valor de *pickup* respectivamente. Se calculará el TAP para ambos devanados con el objetivo de estandarizar las corrientes con respecto a los niveles de relación de transformación de los TC's.

$$\text{Exactitud} = \pm 5 \%$$

$$087P = 0,30$$

$$\text{TAP}_{138\text{KV}} = \left(\frac{6,8\text{MVA} * 1000}{\sqrt{3} * 138\text{kV} * 15} \right) = 1,896 \text{ A}$$

$$\text{TAP}_{6,3\text{KV}} = \left(\frac{6,8\text{MVA} * 1000}{\sqrt{3} * 6,3\text{kV} * 160} \right) = 3,894 \text{ A}$$

Con estos valores se pueden calcular los ajustes a programar en el módulo de Ramping para cada una de las fases del transformador. Para el devanado de 138kV tenemos lo siguiente.

$$W2CTC = 1$$

$$\text{valor nominal } 138KV = 087P * TAP138KV$$

$$\text{valor nominal } 138KV = 0,30 * 1,896 = 0,569A = 569mA$$

Sin embargo, se deben de aplicar ciertos valores de corrección al *Pickup* según el rango de WnCTC. Cumpliendo con la siguiente tabla.

Figura 126. **Compensación de CT WnCTC**

WnCTC Setting	A
0	1
Odd: 1, 3, 5, 7, 9, 11	$\sqrt{3}$
Even: 2, 4, 8, 10	3.0
Even: 6, 12	1.5

Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *Manual Sel-387*. p. 16.

El valor de *Pickup* por tanto sería:

$$\text{valor nominal } 138KV = 569mA * \sqrt{3} = 985mA$$

$$\text{inicio de rampa} = 0,8 * 985mA = 788,43mA$$

$$\text{fin de rampa} = 1,2 * 985mA = 1,182A$$

$$\text{Exactitud} = 985mA * 0,05 = 49,25mA$$

$$\text{Delta} = \frac{50mA}{4} = 12,5mA$$

Es importante mencionar que para la prueba trifásica no se debe de aplicar el factor de $\sqrt{3}$. Para el devanado de 6,3kV tenemos los siguientes valores.

$$W1CTC = 0$$

$$\text{valor nominal } 6,3kV = 087P * \text{TAP}6,3KV$$

$$\text{valor nominal } 6,3kV = 0,30 * 3,894 = 1,1682A$$

$$\text{inicio de rampa} = 0,8 * 1,1682A = 0,9345A$$

$$\text{fin de rampa} = 1,2 * 1,1682A = 1,4018A$$

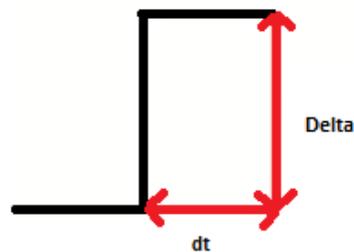
$$\text{Exactitud} = 1,1682 * 0,05 = 58,41mA$$

$$\text{Delta} = \frac{58,41mA}{4} = 14,6025mA$$

El dt es el tiempo que existe entre dos escalones de la rampa y se debe de configurar de tal forma que sea mayor al tiempo de disparo del relevador el cual es de 30ms, entonces se dejará programado un valor como sigue.

$$dt = 100ms$$

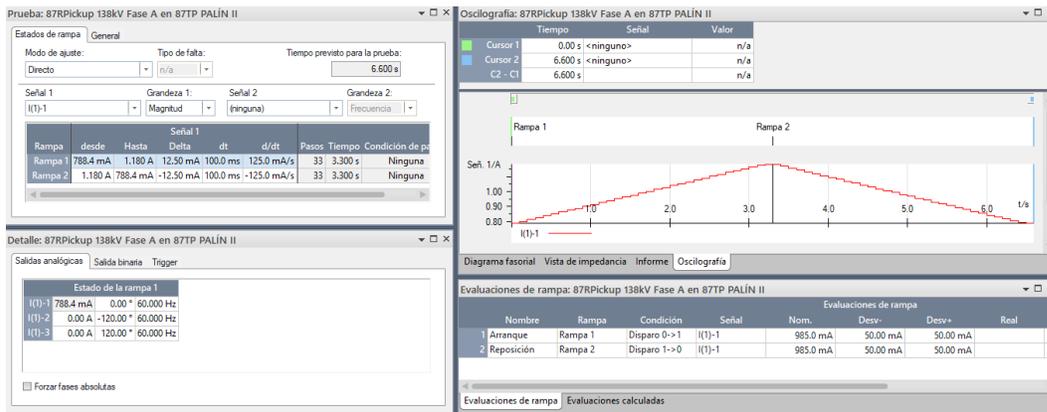
Figura 127. **Tiempo entre escalones**



Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Word 2016.

Por lo tanto, el módulo de prueba del *pickup* de la fase A para el devanado de alta (138kV) se configura como lo muestra la siguiente imagen:

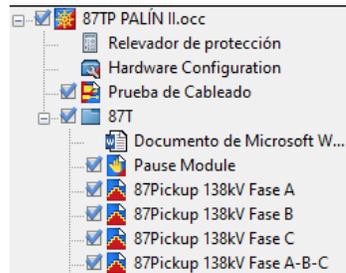
Figura 128. **Módulo de prueba *pickup* O87P fase A en devanado 138kV**



Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSElerator.

Al tener el primer módulo de prueba configurado para la fase A, se debe de realizar el mismo procedimiento para las otras dos fases y para la prueba trifásica. El único parámetro por cambiar será en la pestaña Prueba del módulo, la señal cambia de acuerdo con la fase que se está probando.

Figura 129. **Configuración de módulos de prueba para las 3 fases en 138kV**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Posteriormente se debe de realizar el mismo procedimiento para el devanado de 6,3kV, como se muestra en la siguiente figura primero se debe de habilitar el *hardware* utilizado para esta prueba.

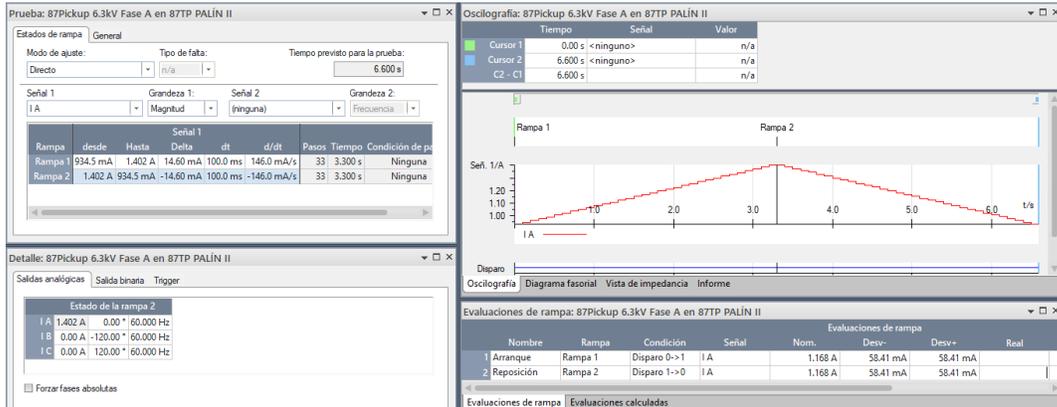
Figura 130. **Hardware en módulo Ramping, devanado de 6,3kV**

Señal de salida del módulo de prueba	Etiqueta	Terminal de conexión	CMC356 V A				CMC356 V B		CMC356 I A				CMC356 I B				
			1	2	3	N	1	N	1	2	3	N	1	2	3	N	
I A	J A	JAX								X							
I B	I B	IBX								X							
I C	I C	ICX									X						
No usado	I(1)-1	IAY											X				
No usado	I(1)-2	IBY												X			
No usado	I(1)-3	ICV													X		

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

La configuración de esta prueba queda de la siguiente forma:

Figura 131. **Módulo de prueba pickup O87P fase A en devanado de 6,3kV**



Fuente: elaboración propia, empleando QuickSet AcSELerator.

Al tener el primer módulo de prueba configurado para la fase A, se debe de realizar el mismo procedimiento para las otras dos fases y para la prueba trifásica. El único parámetro por cambiar será en la pestaña Prueba del módulo, la señal cambia de acuerdo con la fase que se está probando.

A continuación, insertaremos un documento de Word nuevo con el nombre de Prueba de Curva No.1 de protección diferencial. Procedemos a insertar un módulo de Diff Operating Characteristic para verificar el correcto funcionamiento de la curva Número 1.

Para este módulo debemos ingresar en la sección de Objeto en prueba para configurar los parámetros de nuestro sistema tal y como se muestra a continuación.

Figura 132. **Parámetros de función diferencial**

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

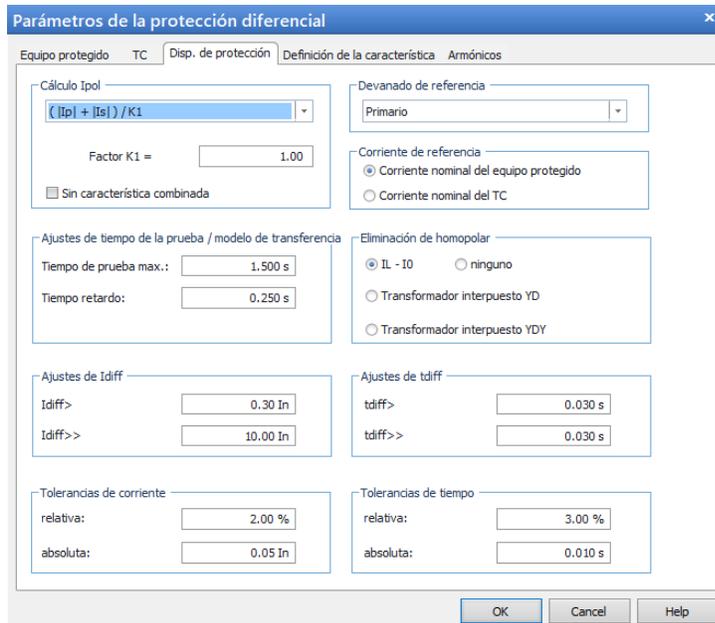
Asimismo, la información de los transformadores de instrumento que se tiene de la recopilación de datos.

Figura 133. **Información de transformadores de corriente**

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

En seguida se debe de configurar la información del dispositivo de protección. El cálculo de la IPOL se realiza de acuerdo con el fabricante y se programa así en esta sección. Si no se tiene información, en la esquina inferior derecha aparece la opción de help, en donde se puede encontrar que ecuación utiliza el fabricante del relevador en prueba.

Figura 134. Configuración del dispositivo



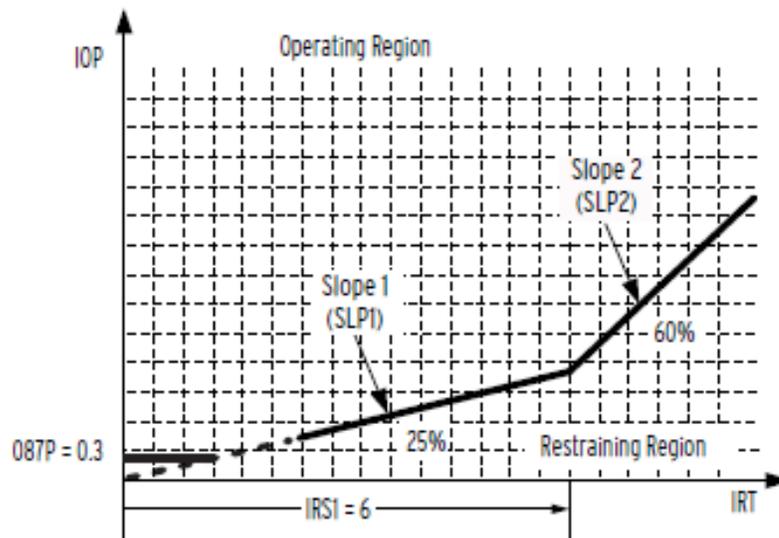
Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.2.0.

El tiempo de prueba máximo es aquel que tarda en realizar un punto de la característica de forma que no se dañe el relevador. Luego se programan los ajustes de diferencial según los ajustes del relevador, los tiempos de actuación y las tolerancias según el manual. Es importante mencionar que pequeñas corrientes diferenciales son normales en el funcionamiento de un transformador.

Estas corrientes diferenciales pueden ser causadas por la magnetización del transformador, el cambiador de tomas, fugas o efectos de saturación en los transformadores de medida. Esta suma de corrientes de lugar a la máxima corriente diferencial permitida en condiciones normales.

Ahora se programarán los ajustes de las gráficas, los cuales no se pueden obtener directamente de los ajustes del relevador y se deben de realizar ciertos cálculos para poder programarlos. La gráfica general que se encuentra en el manual es la siguiente.

Figura 135. **Característica diferencial**



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-787 Relay Transformer Protection relay*.

p. 92.

De los ajustes del relé tenemos:

$$\text{SLP1} = 15 \%$$

$$\text{SLP2} = 50 \%$$

$$\text{IRS1} = 6$$

$$\text{O87P} = 0,30$$

Con la ecuación de la recta se calcularán los puntos en los cuales programar las rectas. Para la primera recta tenemos los siguientes cálculos:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

$$P1 = (0,0)$$

$$P2 = (6, y_2)$$

$$0.15 = \frac{y_2 - 0}{6 - 0}$$

$$y_2 = 0,9$$

Para la segunda recta se realizan los siguientes cálculos:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

$$P1 = (6; 0,9)$$

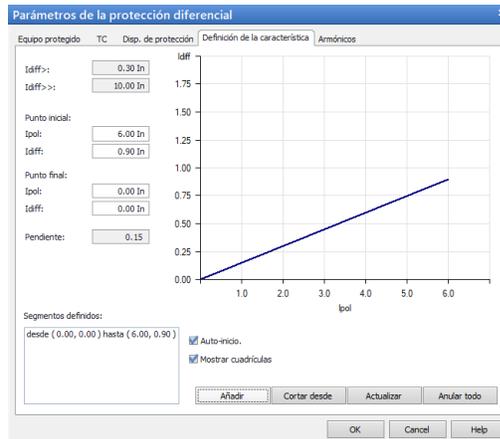
$$P2 = (x_2, 10)$$

$$0.50 = \frac{10 - 0.9}{x_2 - 6}$$

$$x_2 = 24,2$$

Con estos valores procedemos a insertarlos al módulo diferencial como se muestra en la figura, al ingresar los valores se debe de pulsar el botón añadir.

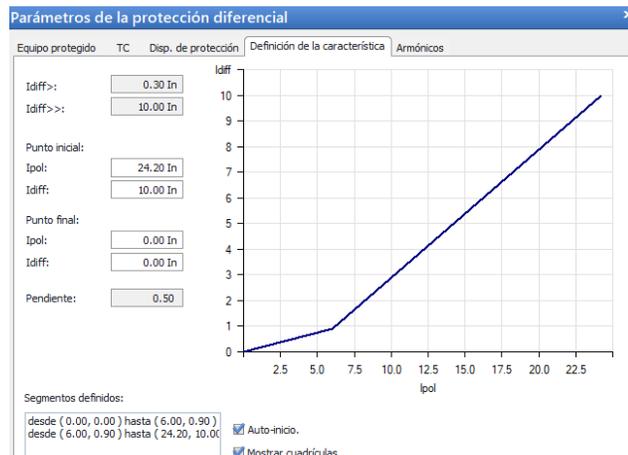
Figura 136. Programación de primera recta



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Realizamos el mismo procedimiento con la siguiente gráfica. Debe de estar seleccionada la opción de Auto-inicio, lo cual permite que el punto final de la primera recta sea automáticamente el punto inicial de la siguiente recta.

Figura 137. Programación de segunda recta

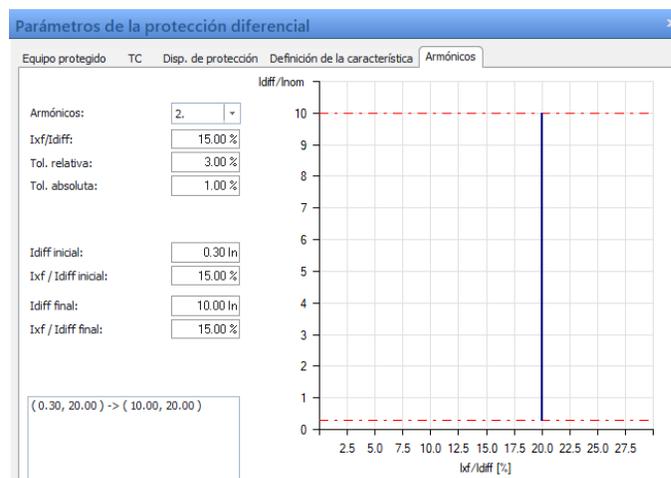


Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Posteriormente, se debe de configurar la pestaña de los armónicos. En nuestro relevador la función de bloqueo se ha activado para el segundo y quinto armónico. Asimismo, se programó un bloqueo para el cuarto armónico.

El segundo armónico surge como consecuencia de la corriente de magnetización en la operación de arranque del transformador. Por lo tanto, hay que introducirlo en el módulo diferencial según con los ajustes del relevador.

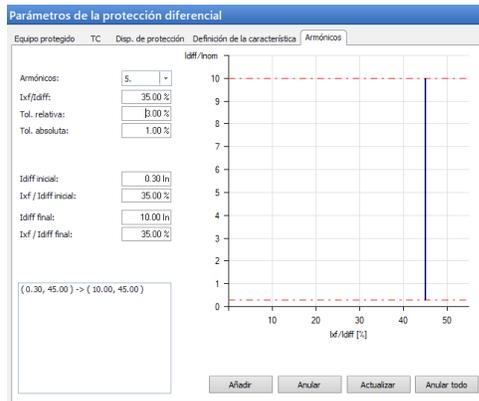
Figura 138. **Bloqueo del segundo armónico**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Se realiza el mismo procedimiento para el quinto armónico, el cual se produce debido al fenómeno de sobreexcitación. Seleccionamos el botón actualizar para que los cambios queden guardados.

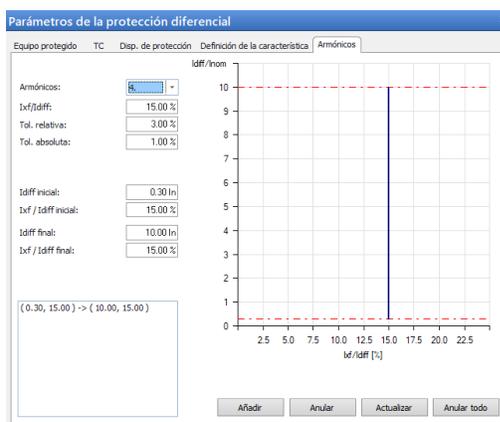
Figura 139. Bloqueo del quinto armónico



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Se realizará el mismo procedimiento para el cuarto armónico, que es ocasionado de igual forma por la corriente de magnetización. Según la programación del relevador está ajustado en un valor del 15 % como se muestra a continuación.

Figura 140. Bloqueo del cuarto armónico



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Es muy importante que al terminar de configurar el objeto en prueba se presione aceptar para guardar los cambios, dado que muchas veces existen errores humanos y no se guardan. Ahora se configurará el *hardware*, para lo cual se deben de habilitar las 6 corrientes y un disparo.

Figura 141. **Ajustes de *hardware* prueba de gráfica diferencial**

Señal de salida del módulo de prueba	Etiqueta	Terminal de conexión	CMC356 V A				CMC356 V B		CMC356 I A				CMC356 I B				
			1	2	3	N	1	N	1	2	3	N	1	2	3	N	
I Sec A	I A	IAX							X								
I Sec B	I B	IBX								X							
I Sec C	I C	ICX									X						
I Prim A	I(1)-1	IAY											X				
I Prim B	I(1)-2	IBY												X			
I Prim C	I(1)-3	ICY													X		

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Este módulo comprueba el funcionamiento del relevador para fallas dentro de la zona protegida.

A continuación, procedemos a configurar el módulo. En la pestaña general se deben de configurar el método de prueba que en nuestro caso es de primario a secundario. La pre-falta, *trigger* con sincronización horaria y salida de tensión no se utilizarán en este caso por lo que se dejan con los valores de fábrica.

Para la prueba de la característica de diferencial utilizaremos la señal de disparo como condición de *trigger*.

Figura 142. Configuración general del módulo

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Existen dos tipos de prueba en este módulo:

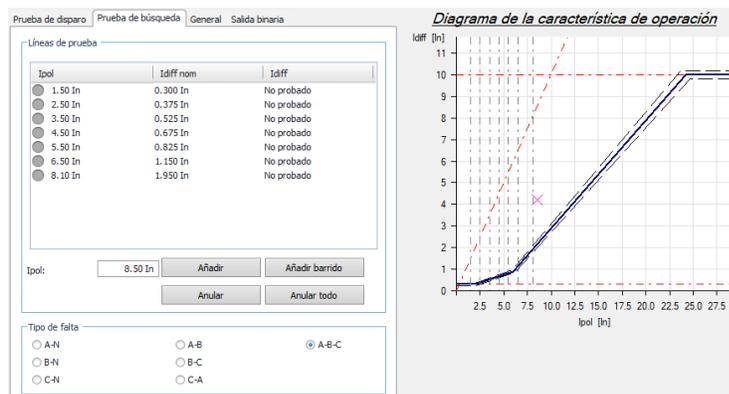
- De disparo
- De búsqueda

La prueba de disparo permite definir distintos puntos de disparo manualmente a lo largo de la característica mientras que la prueba de acuerdo con el segundo método lo hace automáticamente. Para el caso de Planta Hidroeléctrica Palín II se probará únicamente con la prueba de búsqueda.

Esta prueba permite ubicar la posición exacta de la característica a través de la inserción de líneas de prueba. Las líneas se insertan directamente en el diagrama al hacer *click* derecho y seleccionar añadir línea de búsqueda. La prueba la realizará dentro de la banda de tolerancia.

La resolución se mantiene con los valores por defecto y queda como a continuación.

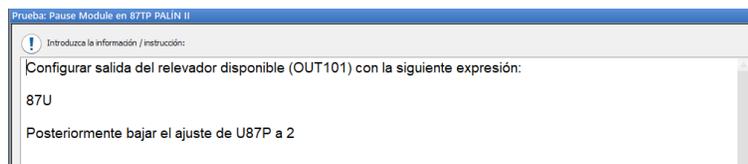
Figura 143. Configuración de prueba de búsqueda



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Insertamos un nuevo documento de Microsoft Word con el nombre Prueba de protección diferencial 87U. A continuación, insertamos un módulo de pausa y se debe de colocar la siguiente expresión:

Figura 144. Pause module prueba 87U



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Se debe de bajar el ajuste de U87P a 2 ya que el ajuste actual está en 10 y someter al relevador a este elevado valor de corriente puede ser riesgoso. Se verificará primero el correcto funcionamiento del *Pickup*.

Por lo que insertaremos nuevamente un módulo Ramping. El *hardware* se configura de tal manera que se inyecte corriente solamente en la Fase A y para esta prueba solo se realizará rampa de subida, ya que de igual forma demuestra un correcto funcionamiento del *Pickup*.

Para el devanado de 138kV tenemos lo siguiente:

$$W2CTC = 1$$

$$U87P = 2$$

$$\text{valor nominal } 138KV = U87P * TAP138KV * \sqrt{3}$$

$$\text{valor nominal } 138KV = 2 * 1,896 * \sqrt{3} = 6,57A$$

$$\text{inicio de rampa} = 0,8 * 6,57 = 5,25A$$

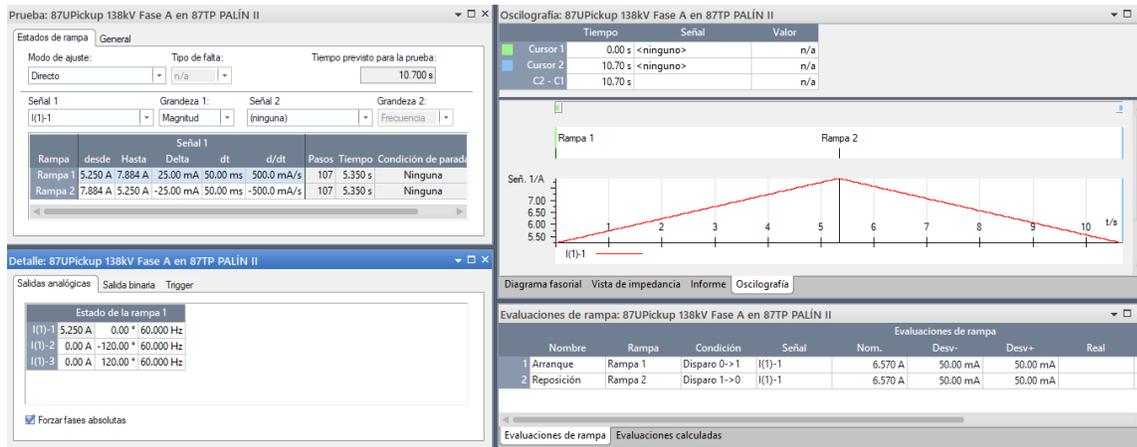
$$\text{fin de rampa} = 1,2 * 6,57 = 7,884A$$

$$\text{Exactitud} = 50mA$$

$$\text{Delta} = \frac{50mA}{2} = 25mA$$

Es importante mencionar que para la prueba trifásica no se debe de aplicar el factor de $\sqrt{3}$. Con el objetivo de que la prueba dure menos tiempo se programará el dt en 50ms. El módulo queda de la siguiente forma:

Figura 145. Prueba *Pickup* 87U



Fuente: elaboración propia, captura de pantalla a Ramping 87U Fase A, OMICRON Test Universe 3.20.

Se debe de realizar el mismo procedimiento para las otras dos fases y para la prueba trifásica, cambiando únicamente la señal a inyectar. Para el devanado de 6,3kV tenemos los siguientes valores.

$$U_{87P} = 2$$

$$\text{valor nominal } 6,3kV = U_{87P} * TAP_{6,3KV}$$

$$\text{valor nominal } 6,3kV = 2 * 3,894 = 7,788A$$

$$\text{inicio de rampa} = 0,8 * 7,788 = 6,2304A$$

$$\text{fin de rampa} = 1,2 * 7,788 = 9,3456A$$

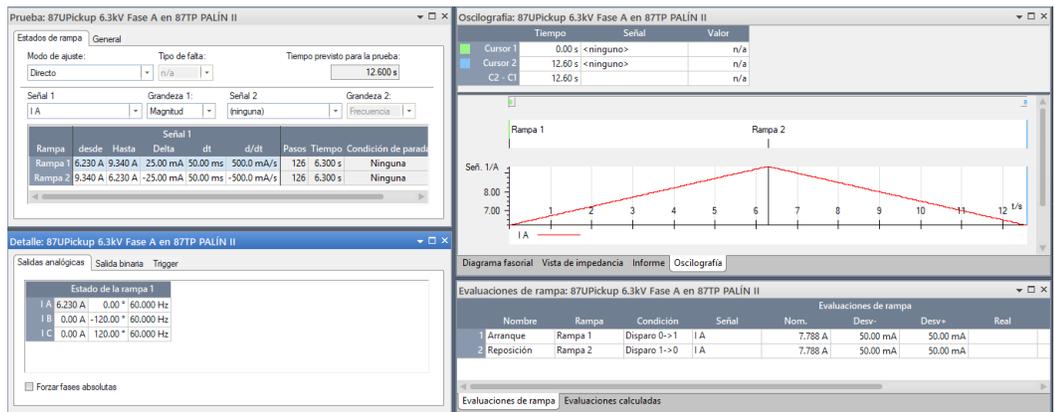
$$\text{Exactitud} = 50mA$$

$$\text{Delta} = \frac{50mA}{2} = 25mA$$

$$dt = 50ms$$

El dt se configura como 50ms para que el tiempo de la prueba no sea muy alto. De la misma forma como se configuró este módulo se debe de realizar el procedimiento para las otras fases.

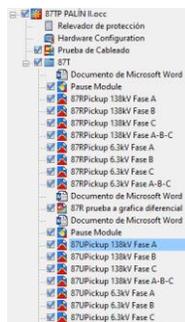
Figura 146. Prueba *Pickup* 87U, devanado 6,3kV



Fuente: elaboración propia, captura de pantalla a Ramping 87U, OMICRON Test Universe 3.20.

La plantilla de pruebas por lo tanto es la siguiente:

Figura 147. Plantilla de pruebas de diferencial

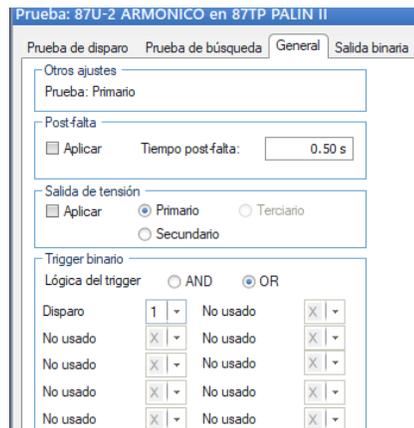


Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Ahora se realizará la prueba al bloqueo por armónicos. Se insertará un nuevo grupo con el nombre de armónicos y un documento de Microsoft Word con el nombre de protección diferencial de segundo armónico. Ahora, se agregará un módulo de pausa y se define que la salida para programar el *bit* de disparo 87R.

En seguida insertar un módulo Diff Harmonic Restraint. Configurar el *hardware* de forma que las seis salidas de corriente estén habilitadas. Este módulo verifica el correcto funcionamiento de la protección diferencial ante la presencia de armónicos. La pestaña general se configura así.

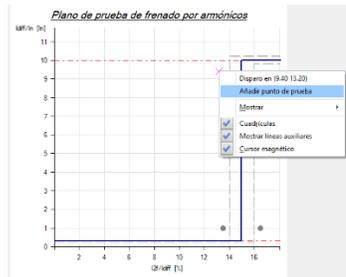
Figura 148. **Pestaña general bloqueo de armónicos**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Luego se selecciona prueba de disparo, permite verificar las zonas de disparo y bloqueo ante la presencia de armónicos. Y se añaden los puntos de prueba cercanos a la zona de tolerancia de la gráfica.

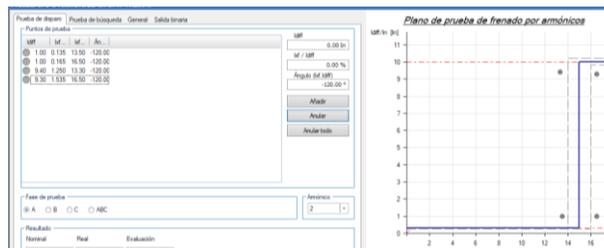
Figura 149. **Bloqueo por armónicos**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Por lo tanto, para el segundo armónico queda configurado el módulo de prueba para restricción de armónicos de la siguiente forma.

Figura 150. **Ajustes bloqueo de segundo armónico**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Se debe realizar el mismo procedimiento para el cuarto y quinto armónico para poder comprobar el funcionamiento del relevador.

Ahora procedemos a realizar los módulos de prueba para las funciones de sobrecorriente sin tiempo programadas en el relevador. Insertamos un grupo con el nombre "50 de fase 138kV" y un documento con el nombre de la prueba.

Se debe insertar un módulo de pausa que especifique que debemos programar el *bit* de disparo en la salida del relevador. Posteriormente se debe de probar el *pickup* y realizar los cálculos para el devanado de 138kV.

$$50P21P = 1,96A$$

$$\text{inicio de rampa} = 0,8 * 1,96A = 1,568A$$

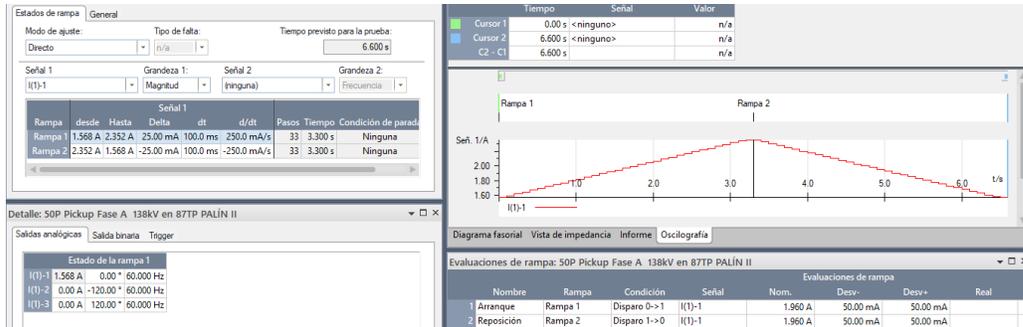
$$\text{fin de rampa} = 1,2 * 1,96A = 2,352A$$

$$\text{Exactitud} = \pm 5\% * 50P21P = 98mA \text{ o } 50mA$$

$$\text{Delta} = \frac{98mA}{4} = 25mA$$

$$dt = 100ms$$

Figura 151. Configuración 50 Pickup de fase 138kV



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

En seguida insertar módulo de pausa que especifique que se debe de configurar la salida del relevador en 50P21T. Posteriormente insertar un módulo Overcurrent para poder probar la curva característica. Siguiendo la ley de OHM de OMICRON debemos de configurar el objeto en prueba como se muestra:

Figura 152. Módulo Overcurrent

Parámetros del relé | Elementos

Comportamiento del relé

Comportamiento direccional: Conexión del TT: Conexión del pto. de estrella TC:

No-direccional En equipo protegido A equipo protegido

Direccional No en equipo protegido Desde equipo protegido

Tolerancias

Corriente:

Relativa: Tiempo:

Absoluta: Absoluta:

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

A continuación, procedemos a programar la curva de tiempo definido que utilizaremos y programamos los ajustes de disparo y de incertezas.

Figura 153. Objeto de Overcurrent

Parámetros del relé | Elementos

Tipo de elemento seleccionado: Fase (1 Elemento / 1 Activo)

Añadir	Activo	Nombre del elemento	Características de disparo	I arranque	Absoluta	Tiempo	Relación de	Dirección
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	I#1 Fase	IEC Tiempo definido	0.392 Iref	1.960 A	0.00 s	0.950	No direccional

Definir característica del elemento | Ver característica resultante

Característica

Nombre: IEC Tiempo definido

Límites de rango

Activo

I mín: t mín:

I máx: t máx:

Característica de restauración

Off

Tiempo definido tr:

Tiempo inverso R:

T:

$$tr(s) = \frac{R \cdot Td}{I - M^T}$$

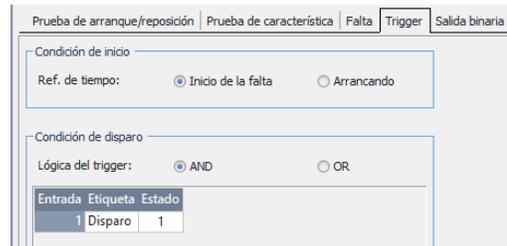
I arranque: t disparo:

Gráfico: $t(s)$ vs $Iref$

Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Presionamos continuar para guardar los ajustes y procedemos a configurar el módulo. Se debe de configurar la pestaña del *trigger* para poder conocer cuál será el tiempo de disparo.

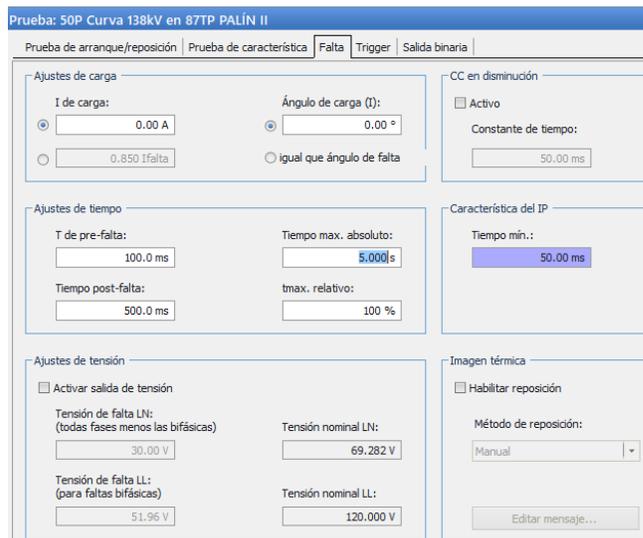
Figura 154. Configuración del *trigger*



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Posteriormente la pestaña falta tiene los ajustes necesarios para la realización de la prueba y se configura de acuerdo con el manual y ajustes del relé.

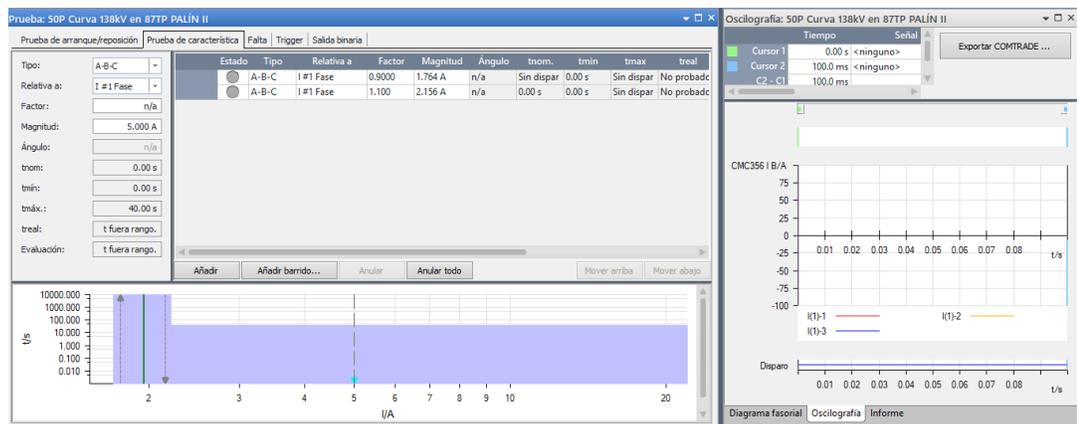
Figura 155. Ajustes de falta en módulo overcurrent



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Posteriormente agregar puntos de prueba cercanos a los límites de las tolerancias a un 90 % y 110 % del valor de arranque.

Figura 156. Puntos de prueba de sobrecorriente



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

A continuación, ingresar un nuevo grupo, que corresponde a las pruebas realizadas a elementos de sobrecorriente de fase con tiempo programado. Empezaremos con el devanado de 6,3kV. Asimismo, agregar el documento de Word con el nombre de la prueba y un módulo de pausa para programar el *bit* de disparo 51P1.

$$51P1P = 4,09A$$

$$\text{inicio de rampa} = 0,8 * 4,09A = 3,272A$$

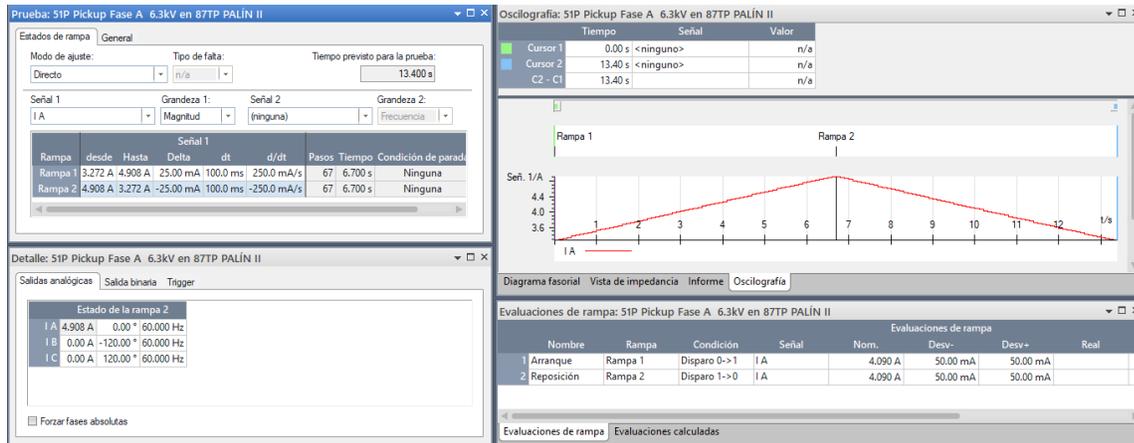
$$\text{fin de rampa} = 1,2 * 4,09A = 4,908A$$

$$\text{Exactitud} = 50mA$$

$$\text{Delta} = 25mA$$

$$dt = 100ms$$

Figura 157. Módulo Ramping para pickup 51P 6,3kV



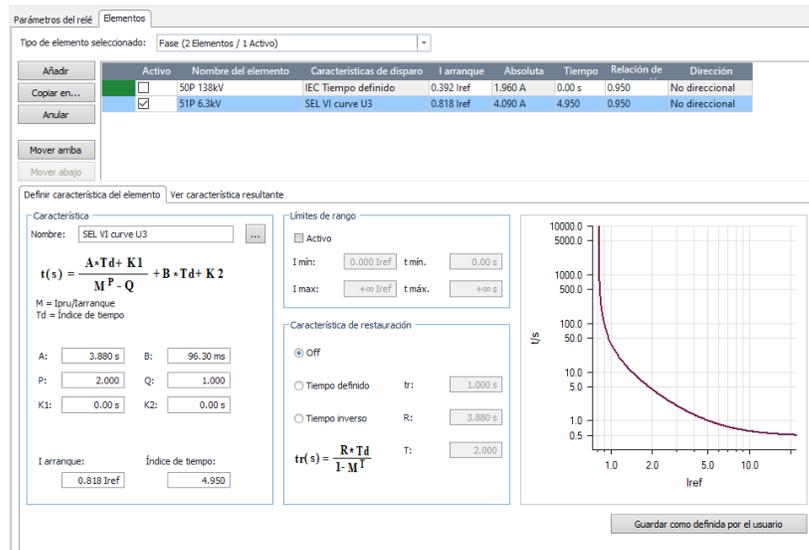
Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.2.0.

Realizar el mismo procedimiento con las otras fases y para la prueba trifásica. También se debe de insertar un módulo de pausa para cambiar el *bit* de disparo a 51P1T ya que probaremos la curva de operación.

Se agrega un módulo de Overcurrent para poder probar la gráfica del 51 en el devanado de 6,3kV. Asimismo, en el objeto de prueba insertaremos otro elemento de fase como se agregó el elemento 50 sin embargo para este caso hay que programar la curva U3 para las características de disparo debido a que cumple con esa curva según la programación del relé.

Esta curva se inserta al seleccionar en la sección de características de disparo, la curva U3 muy inversa que se encuentra en la base de datos de OMICRON Test Universe 3.2.0.

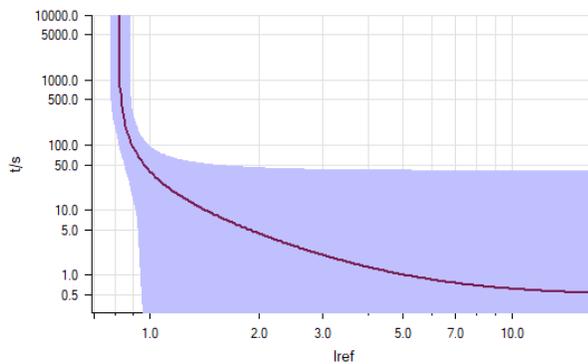
Figura 158. Punto de prueba 51P



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

La curva característica generada automáticamente por el *software*, queda de la siguiente manera:

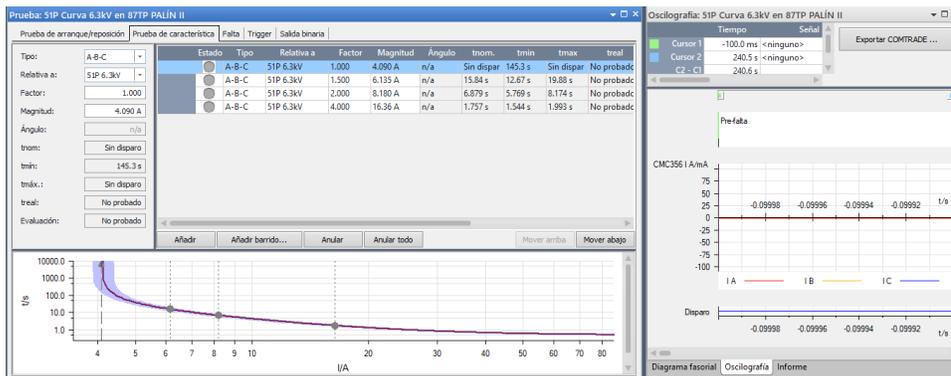
Figura 159. Curva característica 51P



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

A continuación, se debe de configurar el módulo tomando en cuenta diferentes puntos de la curva de sobrecorriente como se muestra en la siguiente figura.

Figura 160. Ajustes de módulo de Overcurrent



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Procedemos a realizar el mismo procedimiento de la prueba de protección 51 para el devanado de 138kV. Insertaremos un grupo e iniciaremos con un documento de Microsoft Word con el nombre de la prueba. En seguida un módulo de pausa con el nuevo *bit* e disparo a programarle a la salida (51P2).

$$51P2P = 1,99A$$

$$\text{inicio de rampa} = 0,8 * 1,99A = 1,592A$$

$$\text{fin de rampa} = 1,2 * 1,99A = 2,388A$$

$$\text{Exactitud} = 50mA$$

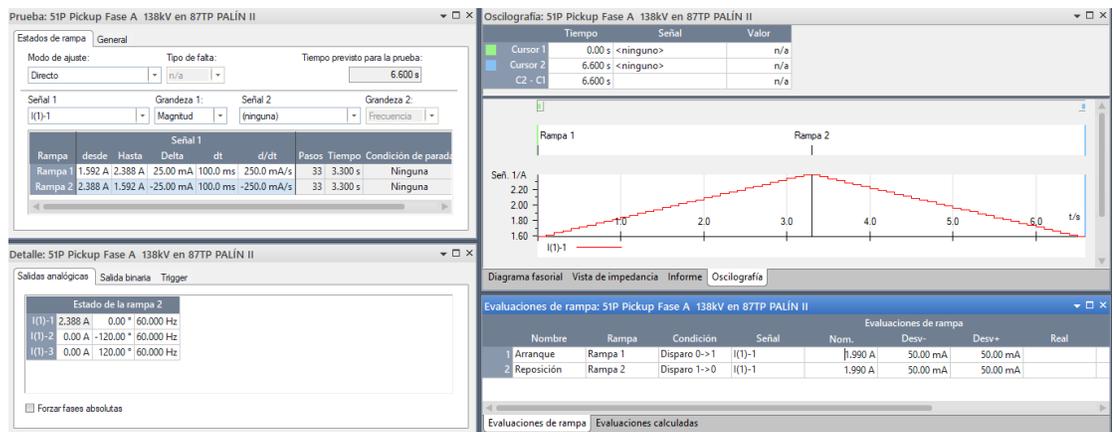
$$\text{Delta} = 25mA$$

$$dt = 100ms$$

$$\text{time dial} = 7,43s$$

Se debe de configurar el *hardware* de forma que habilitemos las salidas destinadas a inyectar corriente en el devanado de 138kV. Seguidamente configuramos el Ramping para probar el *pickup* del 51 en el devanado de 138kV como se muestra a continuación.

Figura 161. Prueba a 51P devanado de 138kV



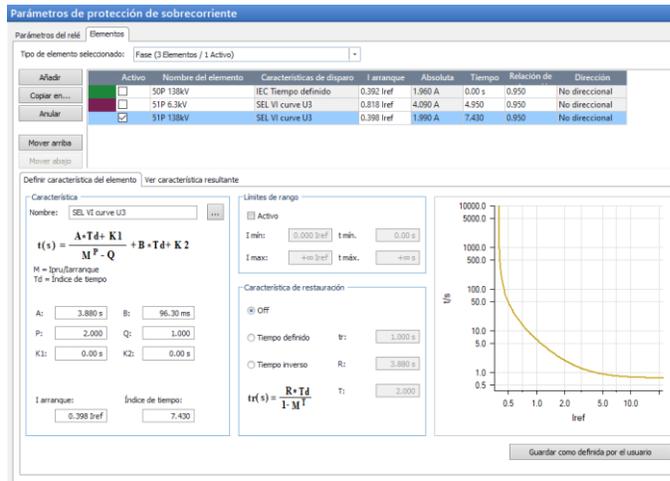
Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Se realiza el mismo procedimiento con las otras fases y la prueba trifásica. En seguida se inserta un módulo de pausa con el *bit* de disparo (51P2T).

Se agrega un módulo de Overcurrent para poder probar la gráfica del 51 en el devanado de alta. Asimismo, en el objeto de prueba insertaremos otro elemento de sobrecorriente, programando la curva U3 para las características de disparo debido a que cumple con esa curva según la programación del relé.

Esta curva se inserta al seleccionar en la sección de características de disparo la curva U3 muy inversa que se encuentra en la base de datos de OMICRON Test Universe 3.20.

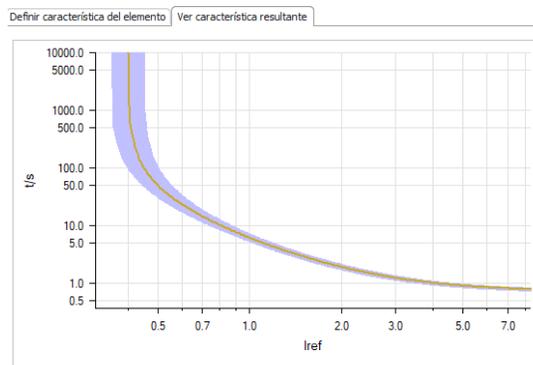
Figura 162. Punto de prueba 51P para devanado de 138kV



Fuente: elaboración propia, captura de pantalla de ajustes de 51P en OMICRON Test Universe 3.20.

La curva característica generada automáticamente por el *software*, queda de la siguiente manera:

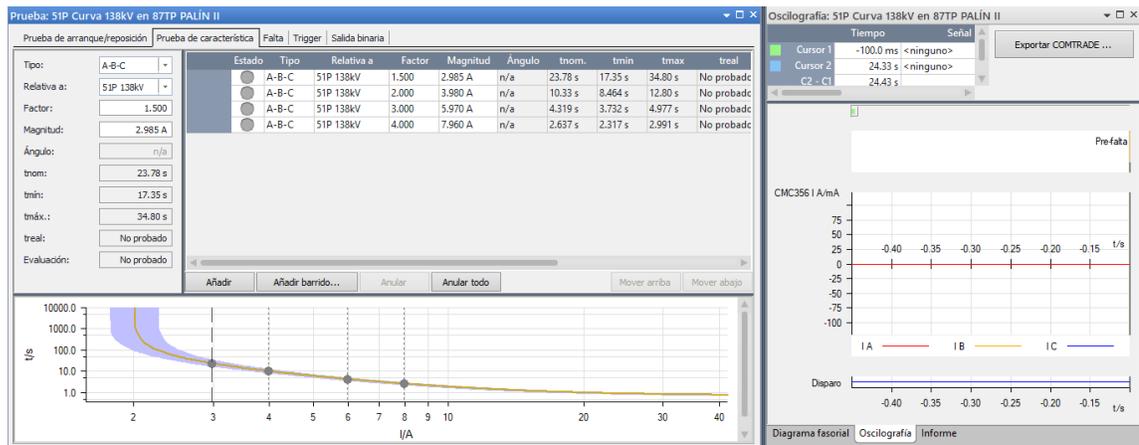
Figura 163. Curva característica 51P



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

A continuación, se debe de configurar el módulo tomando en cuenta diferentes puntos de la curva de sobrecorriente como se muestra en la siguiente figura.

Figura 164. Ajustes de módulo de Overcurrent



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Procedemos a realizar el mismo procedimiento de la prueba de protección 51 para el devanado de neutro de 138kV, que en este caso se configuró como un elemento de sobrecorriente residual. Insertaremos un grupo e iniciaremos con un documento de Word con el nombre de la prueba. En seguida un módulo de pausa con el nuevo *bit* e disparo a programarle a la salida (51G2).

$$51G2P = 0,50$$

$$\text{inicio de rampa} = 0,8 * 0,50A = 0,4A$$

$$\text{fin de rampa} = 1,2 * 0,50A = 0,6A$$

$$\text{Exactitud} = 50mA$$

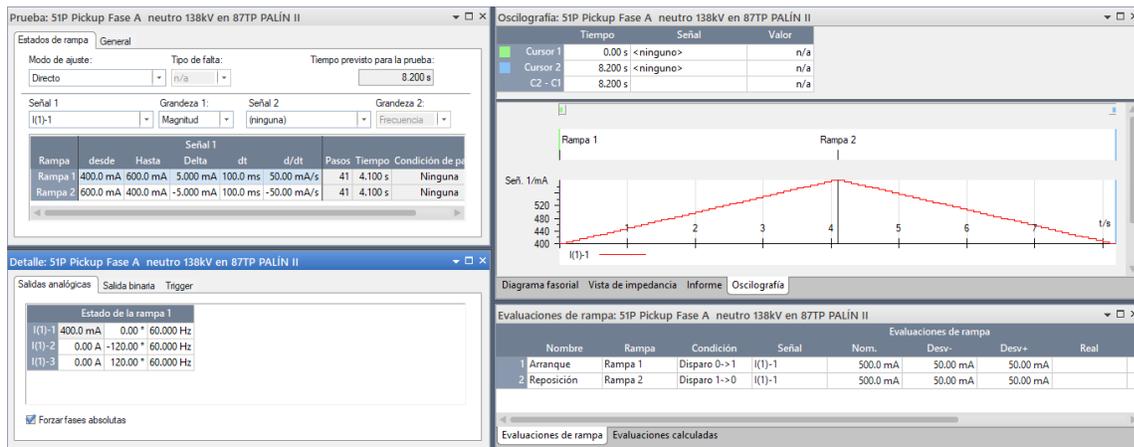
$$\text{Delta} = 5mA$$

$$dt = 100ms$$

$$time\ dial = 10,26s$$

Se debe de configurar el *hardware* de forma que habilitemos las salidas destinadas a inyectar corriente en el devanado de 138kV. Seguidamente configuramos el Ramping para probar el *pickup* del 51 residual en el neutro de 138kV como se muestra a continuación.

Figura 165. Prueba a 51P devanado de 138kV



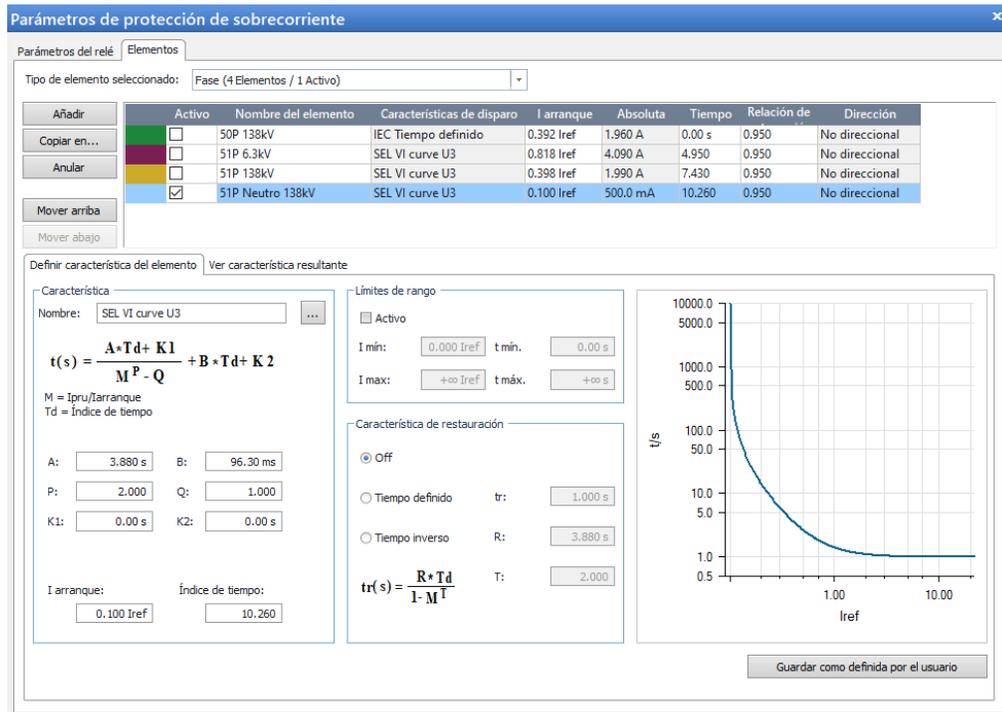
Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.2.0.

Se realiza el mismo procedimiento con las otras fases y la prueba trifásica. En seguida se inserta un módulo de pausa con el *bit* de disparo (51G2T).

Se agrega un módulo de Overcurrent, pero en este caso residual para poder probar la gráfica del 51 en el neutro de 138kV. Asimismo, en el objeto de prueba insertaremos otro elemento de sobrecorriente, programando la curva U3 para las características de disparo debido a que cumple con esa curva según la programación del relé.

Esta curva se inserta al seleccionar en la sección de Características de disparo la curva U3 muy inversa que se encuentra en la base de datos de Test Universe.

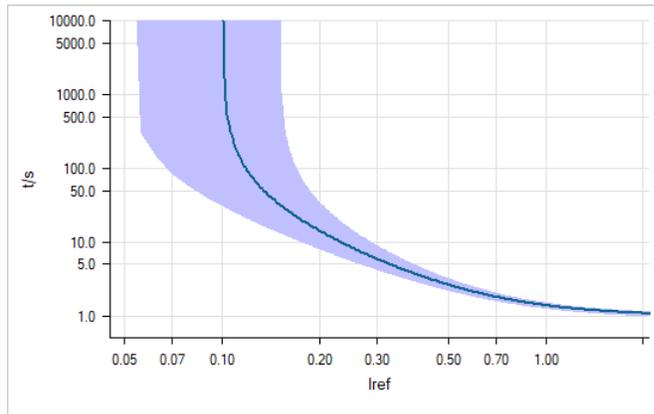
Figura 166. Punto de prueba 51P para devanado de 138kV



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

La curva característica generada automáticamente por el software, queda de la siguiente manera:

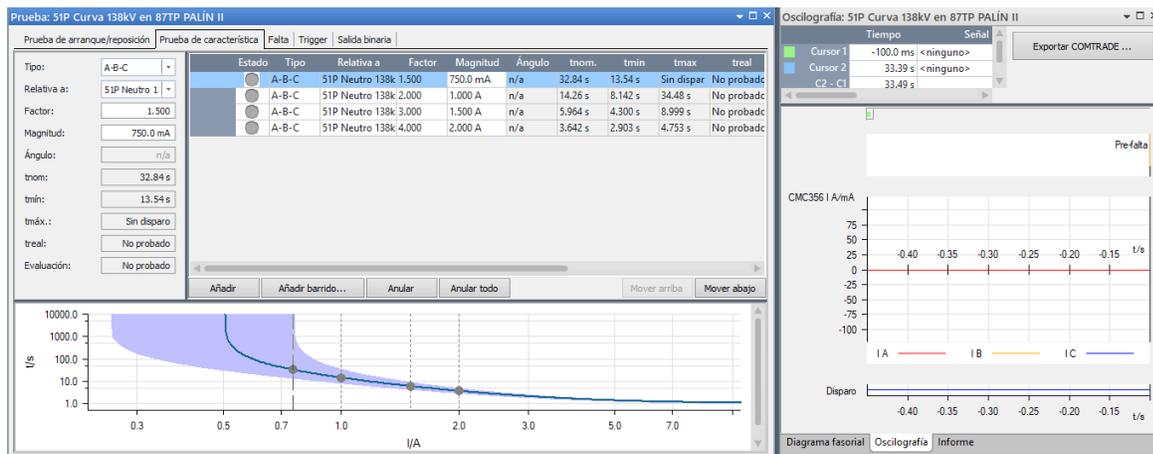
Figura 167. **Curva característica 51P**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

A continuación, se debe de configurar el módulo tomando en cuenta diferentes puntos de la curva de sobrecorriente como se muestra en la siguiente figura.

Figura 168. **Ajustes de módulo de Overcurrent**



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

6.6. Pruebas a características de relevador SEL-787

Para la realización de las pruebas inicialmente debemos presentarnos en la Planta Hidroeléctrica donde se encuentren los relevadores a probar. El segundo paso es verificar el lugar físico donde se encuentran los relevadores.

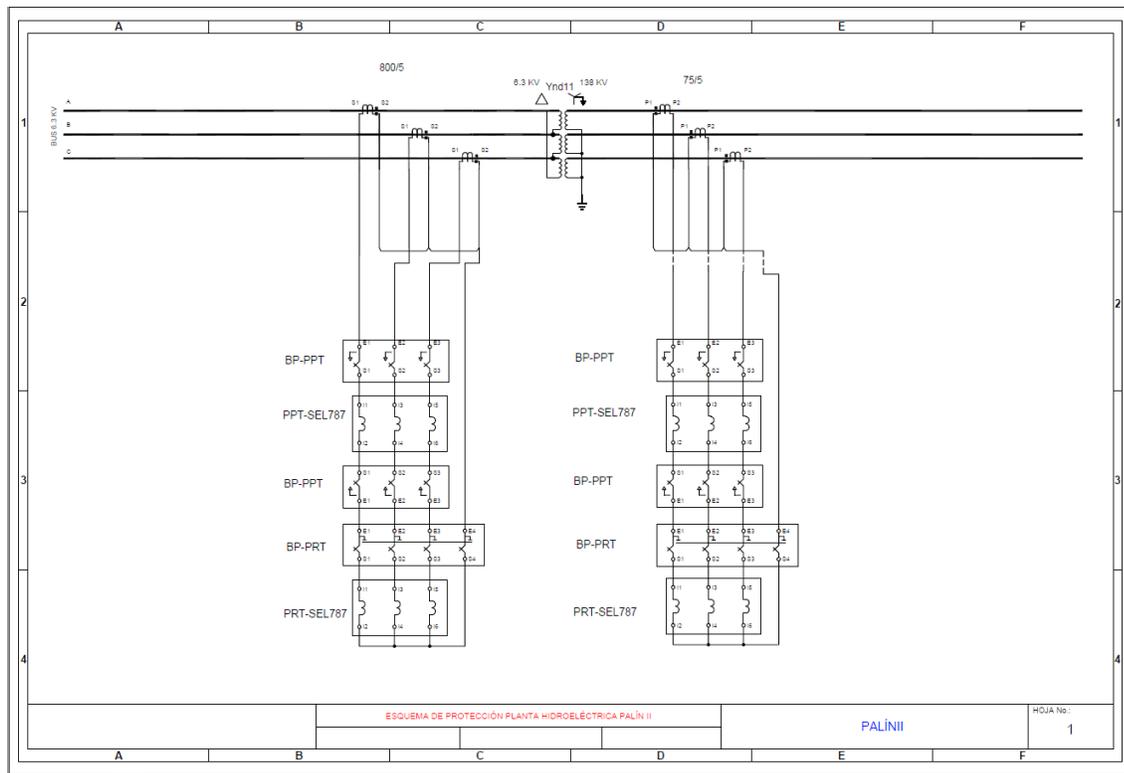
Figura 169. **Tablero de protección de transformador de potencia Planta Hidroeléctrica Palín II**



Fuente: tablero de protección nuevo en casa de máquinas, Planta Hidroeléctrica Palín II.

Tercer paso es verificar los planos del esquema de protección del transformador para poder decidir en qué puntos específicamente se deben de realizar las pruebas. En el caso de Planta Hidroeléctrica Palín II el esquema de protección esta como en la siguiente figura.

Figura 170. Esquema de protección de transformador de potencia



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2021.

Por lo que las inyecciones de corriente se realizarán en las borneras de prueba de protección principal de Transformador (BP-PPT), las cuales se encuentran en la parte inferior de la fotografía del tablero de protección. La función de las borneras de pruebas es de aislar los relevadores del sistema de potencia para poder realizar pruebas y se relacionan con la CMC356 a través de cables conectados a peinetas de pruebas como las que se muestran a continuación.

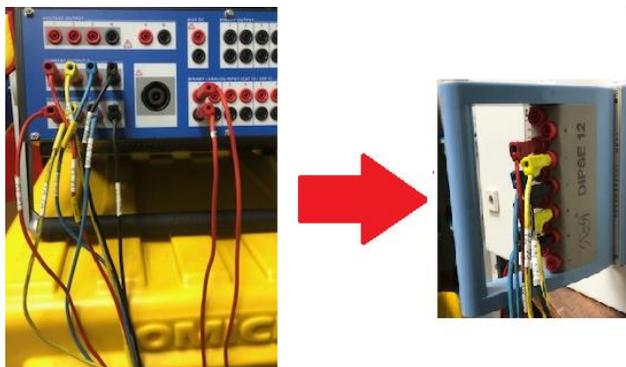
Figura 171. **Peinetas de pruebas**



Fuente: Peineta de Pruebas, Planta Hidroeléctrica Palín II.

El cuarto paso para la realización de las pruebas es cablear las salidas de corriente de la CMC356 a la peineta de pruebas. Tomando en cuenta el “Hardware configuration” de la Plantilla de pruebas realizado en la sección anterior. La salida de corrientes IB se conecta del lado de 6,3kV y las salidas de corrientes IA se conecta al lado de 138kV.

Figura 172. **Conexión de CMC356 a bornera de pruebas**



Fuente: Unidad de pruebas CMC356, Planta Hidroeléctrica Palín II

Asimismo, se debe de cablear el disparo. En el caso de esta prueba se cableará a la OUT101 del SEL-787. Una vez realizados estos pasos procedemos a conectar nuestra PC al relevador a probarse como se detalló en el capítulo 4. En nuestro caso nos conectaremos a través de cable serial. Una vez conectado al relevador se deben leer los ajustes seleccionando Lectura en la pantalla principal.

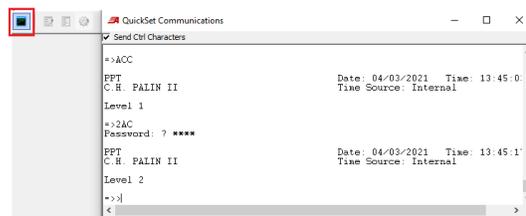
Figura 173. **Lectura de ajustes del relevador**



Fuente: elaboración propia, lectura de ajustes de relevador SEL-787.

Ahora debemos abrir la terminal de comunicación Quickset Communications y debemos ingresar a los dos niveles de acceso del relevador como se mostró en el capítulo 4. La contraseña para el nivel 1 es OTTER y para el nivel 2 es TAIL.

Figura 174. **Ingreso a niveles de acceso del relevador**



Fuente: elaboración propia, niveles de acceso, SEL-787.

Para iniciar las pruebas debemos de configurar todas las salidas del relevador a cero, para que no haya actuaciones del relevador no deseadas. En la terminal debemos de colocar la expresión SHO L y luego presionar *ENTER*. Se mostrarán todas las salidas disponibles. Por lo que se debe de programar cada una a cero y al finalizar teclear *END*. Para guardar los cambios se debe de teclear *Y*.

Figura 175. Programación de salidas a cero

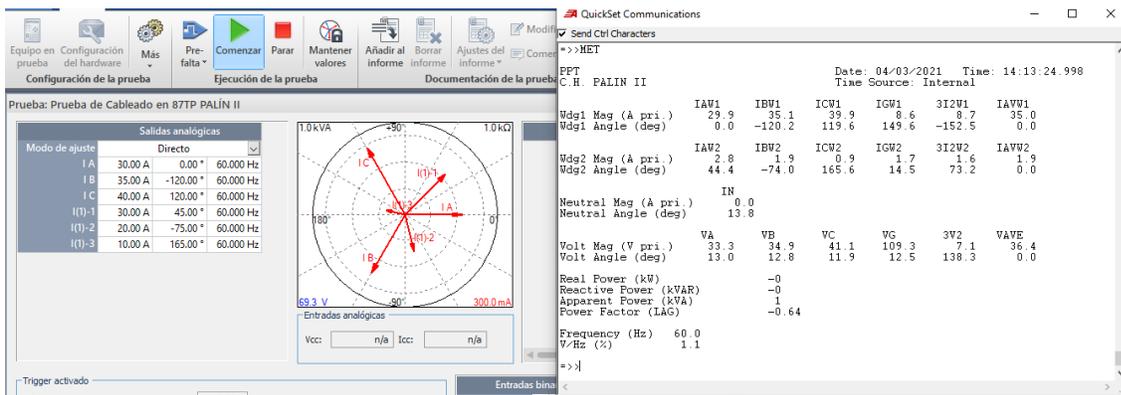
```
=>>SET L OUT101
Group 1
Logic Settings
Base Output Set
OUT101 := TRXFMR OR TR1 OR IN403 OR 59P1T #DB1-6.3KV
? 0
OUT102 FAIL-SAFE (Y.N) OUT102FS:= N ?
OUT102 := TRXFMR OR TR2 #DB1-138KV
? 0
OUT103 FAIL-SAFE (Y.N) OUT103FS:= N ?
OUT103 := HALARM OR SALARM
? 0
Slot C Output Set
OUT301 FAIL-SAFE (Y.N) OUT301FS:= N ?
OUT301 := 0
? 0
OUT302 FAIL-SAFE (Y.N) OUT302FS:= N ?
OUT302 := TRXFMR #DISPARO 86T
? 0
OUT303 FAIL-SAFE (Y.N) OUT303FS:= N ?
OUT303 := SV02T # DISPARO 86FI ALTA
? 0
OUT304 FAIL-SAFE (Y.N) OUT304FS:= N ?
OUT304 := 59P1T #DISP. 3V0 A G1
? 0
Slot D Output Set
OUT401 FAIL-SAFE (Y.N) OUT401FS:= N ?
OUT401 := 59P1T #DISP. 3V0 A G2
? 0
OUT402 FAIL-SAFE (Y.N) OUT402FS:= N ?
OUT402 := 59P1T #DISP. 3V0 A PLC
? 0
OUT403 FAIL-SAFE (Y.N) OUT403FS:= N ?
OUT403 := 50P21P AND ( TRXFMR OR TR2 ) # ARRANQUE 50FI-H
? 0
OUT404 FAIL-SAFE (Y.N) OUT404FS:= N ?
OUT404 := 0
? 0
```

Fuente: elaboración propia, programación de salidas a cero del SEL-787, QuickSet AcSELeator.

En seguida, encender la CMC356 y conectarse a ella a través de OMICRON Test Universe 3.20 como se mostró en la sección anterior. Iniciaremos con la prueba de cableado así que seleccionamos el módulo en nuestra plantilla de pruebas.

Debemos comparar que los valores inyectados se vean reflejados en el relevador correctamente, para lo cual debemos de escribir el comando MET en el terminal y verificar si se cumplen los valores inyectados con los medidos.

Figura 176. Prueba de cableado correcta



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Se debe de seleccionar el botón Parar y Añadir al informe para poder guardar el resultado como correcto. Seguimos con la prueba a función 87T, el primer módulo de pausa nos indica que debemos de configurar la salida OUT101 con el bit "87R OR 87U" en la terminal.

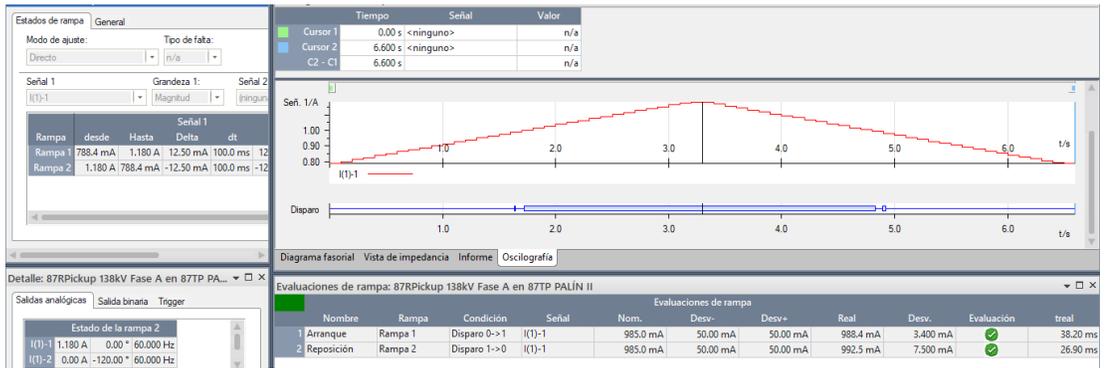
Figura 177. Configuración de OUT101 con bit de disparo 87

```
=>>SET L OUT101
Group 1
Logic Settings
Base Output Set
OUT101 := 0
? 87R OR 87U
OUT102 FAIL-SAFE (V,N)          OUT102FS:= N          ? END
```

Fuente: elaboración propia, programación de OUT101 del SEL-787, empleando QuickSet AcSELERator.

A continuación, abrir el primer módulo de *pickup* para la fase A y presionar la opción de comenzar. Si la prueba es correcta se mostrarán los resultados correctos como en la siguiente figura.

Figura 178. Prueba correcta a *Pickup* 138kV



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

En seguida presionamos el botón de volver a la página principal de la plantilla de pruebas. Debido a que OMICRON permite la facilidad de realizar todas las pruebas automáticamente se deben de seleccionar la siguiente opción en la barra principal.

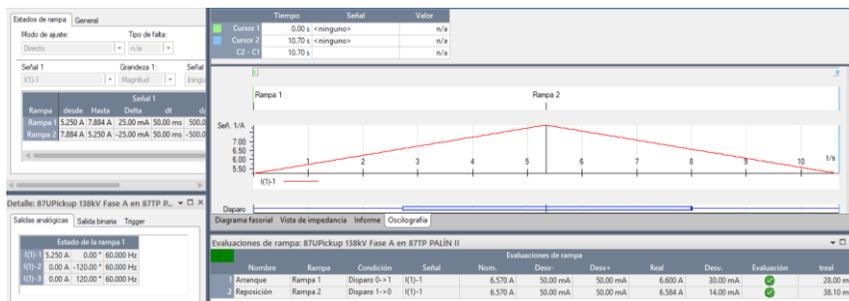
Figura 179. Comenzar/Continuar todo



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

El próximo módulo de pausa específica que debemos de configurar la salida de disparo con el *bit* 87U y se debe bajar el ajuste de U87P a 2. Una vez realizado el cambio en la terminal de AcSELeRator se presiona continuar en el módulo de pausa. Si la prueba es correcta se mostrarán los resultados correctos como en la siguiente figura.

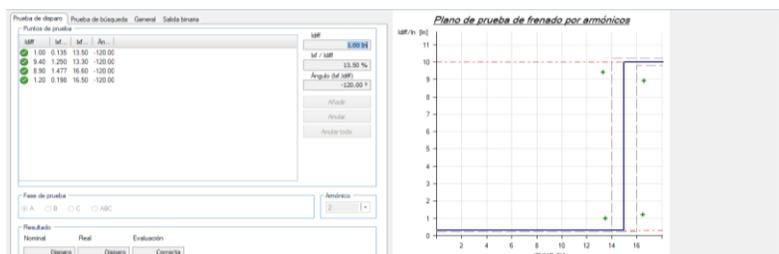
Figura 180. Prueba correcta a *Pickup* U87 138kV



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

A continuación, se selecciona el grupo de bloqueo de armónicos y se cumple con el primer módulo de pausa que indica la configuración de la salida del relé con el *bit* 87R. En seguida se presiona la opción de comenzar todo.

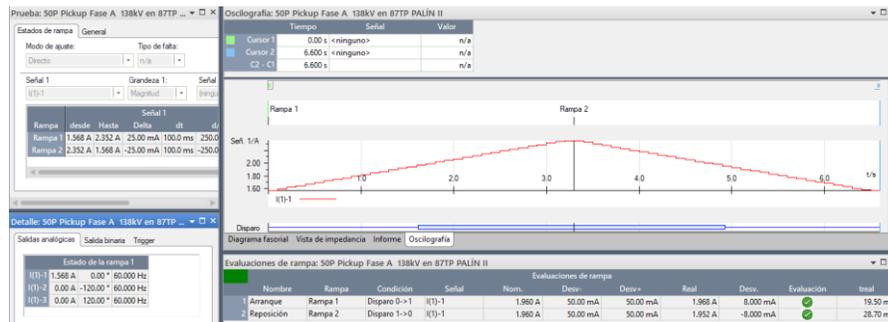
Figura 181. Prueba correcta a *Pickup* 87U segundo armónico



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

En seguida, se selecciona el grupo de sobrecorriente 50 y se cumple con el primer módulo de pausa que indica la configuración de la salida del relé con el *bit* 50P21P. En seguida se presiona la opción de comenzar todo.

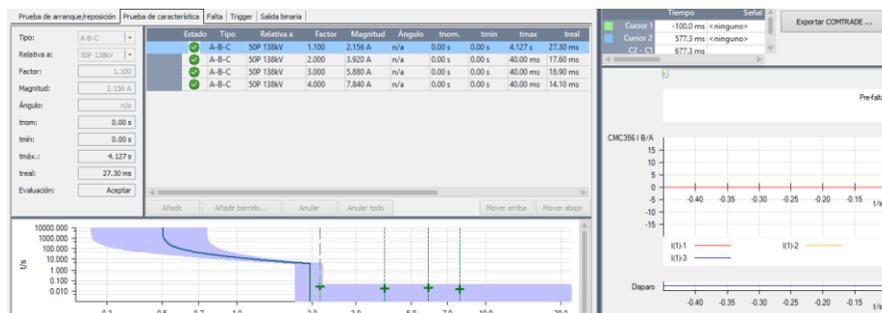
Figura 182. Prueba correcta a *Pickup* 50P devanado de 138kV



Fuente: elaboración propia, prueba 50P en OMICRON Test Universe 3.20.

El siguiente módulo de pausa indica la configuración de la salida del relé con el *bit* 50P21T. En seguida se realiza el ajuste del *bit* en la salida OUT101 y se presiona la opción de comenzar nuevamente.

Figura 183. Prueba correcta Overcurrent 50P devanado de 138kV



Fuente: elaboración propia, curva de prueba 50P, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Seguidamente, se selecciona el grupo de sobrecorriente 51 de Fase, devanado de 6,3kV y se cumple con el primer módulo de pausa que indica la configuración de la salida del relé con el *bit* 51P1P.

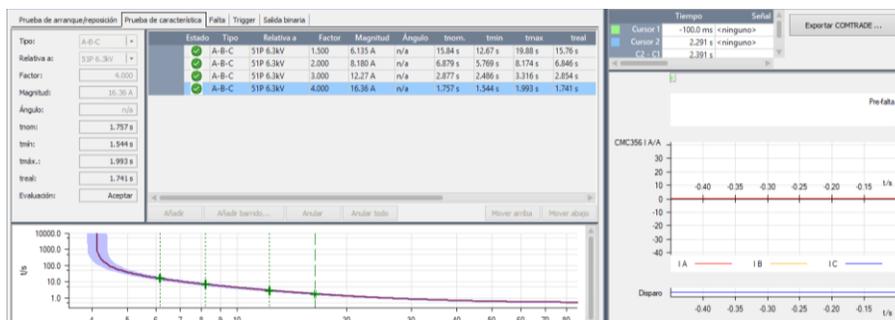
Figura 184. Prueba correcta a *Pickup* 51P devanado de 6,3kV



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.2.0.

El siguiente módulo de pausa indica la configuración de la salida del relé con el *bit* 51P1T. En seguida se realiza el ajuste del *bit* en la salida OUT101 y se presiona la opción de comenzar nuevamente.

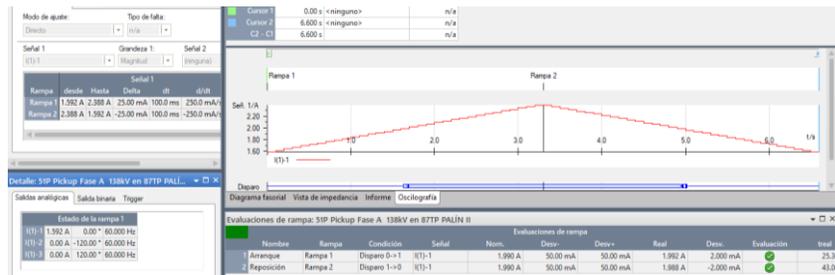
Figura 185. Prueba correcta Overcurrent 51P, devanado de 6,3kV



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.2.0.

A continuación, seleccionar el grupo de sobrecorriente 51 de Fase, devanado de 138kV y se cumple con el primer módulo de pausa que indica la configuración de la salida del relé con el *bit* 51P2P.

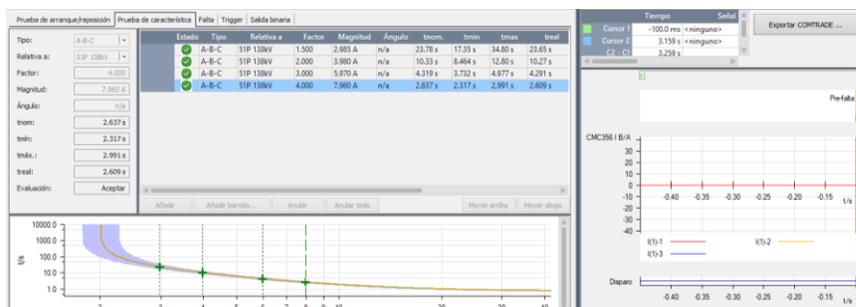
Figura 186. Prueba correcta a *Pickup* 51P, devanado de 138kV



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.2.0.

El siguiente módulo de pausa indica la configuración de la salida del relé con el *bit* 51P2T. En seguida se realiza el ajuste del *bit* en la salida OUT101 y se presiona la opción de comenzar nuevamente.

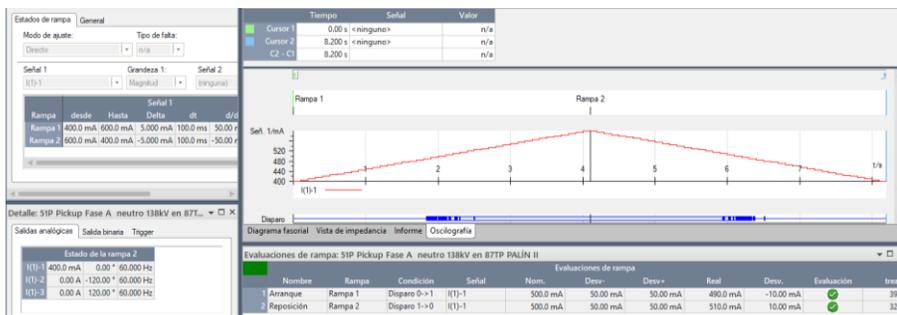
Figura 187. Prueba correcta Overcurrent 51P, devanado de 138kV



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.2.0.

Por último, seleccionar el grupo de sobrecorriente 51 de Fase, en el de 138kV que es un elemento diferencial. Debemos cumplir con el primer módulo de pausa que indica la configuración de la salida del relé con el *bit* 51G2P. En seguida se presiona la opción de comenzar todo.

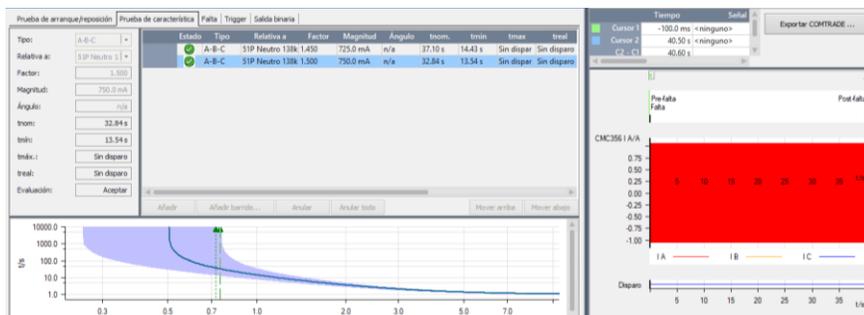
Figura 188. Prueba correcta a *Pickup* 51P, Neutro de 138kV



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.2.0.

El siguiente módulo de pausa indica la configuración de la salida del relé con el *bit* 51G2T. En seguida se realiza el ajuste del *bit* en la salida OUT101.

Figura 189. Prueba correcta Overcurrent 51P, neutro de 138kV



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.2.0.

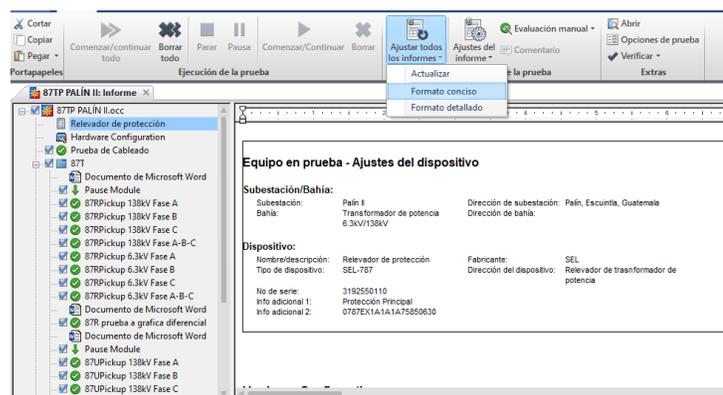
Por último, se debe de cargar nuevamente al relevador la programación que tenía anteriormente configurada ya que se realizaron ajustes en las salidas y en ciertas variables.

De esta forma quedan terminadas las pruebas de características del relevador de protección. Es importante mencionar que en Planta Hidroeléctrica Palín II existe un relevador de respaldo con la misma programación. Por lo que se realiza el mismo procedimiento de pruebas para confirmar su correcta operación.

6.7. Informe final de pruebas y resultados

Una vez realizadas las pruebas a las características es importante la generación del informe para poder tener un registro del correcto funcionamiento de los relevadores. Para ello en la página principal del documento de pruebas se debe de ir a la siguiente pestaña.

Figura 190. Generación de reporte de pruebas



Fuente: elaboración propia, empleando OMICRON Test Universe 3.20.

Como se puede observar se puede definir la opción para que sea un formato detallado o conciso. El *software* se encarga de confirmar la correcta actuación tomando en cuenta los parámetros configurados en las plantillas de pruebas. Los resultados son evaluados por automáticamente en cada módulo al realizar las pruebas, excepto por el módulo QuickCMC.

CONCLUSIONES

1. En el funcionamiento de los relevadores de protección de transformador de potencia, tomando como ejemplo el relevador SEL-787, se toma como protección principal la diferencial y como secundarias las de sobrecorriente.
2. Para parametrizar un relevador SEL-787 se debe de realizar el cálculo de los ajustes con estudio de protecciones previamente. Al calcular dichos parámetros, se realiza la configuración de las plantillas de pruebas en el *software* de la Unidad de pruebas CMC356.
3. Para configurar la CMC356 se deben de conocer las funciones de protección, los ajustes del relevador, los módulos de prueba en Test Universe y el manual de uso del relevador a probar.
4. Las pruebas de diferencial, sobrecorriente y bloqueo de armónicos permiten evaluar el estado del relevador, que en el caso de Planta Hidroeléctrica Palín II fueron pruebas satisfactorias.
5. El procedimiento de pruebas correcto permite probar de forma efectiva los relevadores de protección. Los resultados de las pruebas se obtienen de forma automática y serán confiables si las plantillas de pruebas fueron configuradas de la forma correcta.

6. Se realizó un plan de gestión e implementación del relevador en base a la experiencia obtenida en la supervisión de la puesta en servicio del tablero de protección de transformador de potencia en Planta Hidroeléctrica Palín II.

7. Se mostró el flujo del procedimiento de pruebas de acuerdo con la experiencia adquirida en la realización de pruebas a relevadores.

RECOMENDACIONES

1. Realizar las pruebas a relevadores de forma poco frecuente debido a que los equipos se someten a valores de voltaje y corrientes altos que pueden dañar el relevador a largo plazo si se realizan pruebas de forma continua.
2. Hacer pruebas de apertura y cierre de los interruptores para poder garantizar un sistema de protección óptimo en la Planta generadora.
3. Llevar a cabo mantenimientos periódicos en el cableado, bornero intermedio y transformadores de instrumento para asegurar el funcionamiento en todo momento.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABB. *Aisladores para transformadores, tipo GOB, guía técnica*. Suecia: ABB Power Technologies AB Components, 2004. 22 p.
2. ALVES, Marcos; GILSON, Silva. *Field experience in online monitoring of a 343MVA 230kV transformer with two OLTC's*. Brasil: SNTPEE, 2007. 8 p.
3. BÉLENDEZ, Augusto. *Faraday y la teoría electromagnética de la luz*. [en línea]. <<https://www.bbvaopenmind.com/ciencia/grandes-personajes/faraday-y-la-teoria-electromagnetica-de-la-luz/>>. [Consulta: marzo de 2020].
4. BRASILIO, María; ROBLEDO, Jorge; SOTO, Gustavo. *Descripción técnica del procedimiento Normativos para efectuar el Mantenimiento Preventivo a Transformadores de Distribución*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Instituto Politécnico Nacional. México. 2015. 87 p.
5. CHAPMAN, Stephen. *Máquinas Eléctricas*. 5ª ed. México: McGraw- Hill, 2005. 864 p.
6. Comisión Federal de Electricidad. *Manual de transformadores y reactores de potencia, TOMO 1*. 2ª ed. México: CFE, 2007. 24 p.

7. FLORES VIDAL, María. *Reflectividad en estructuras compuesto-metal*. Trabajo de graduación de doctorado en Ciencias Físicas. Facultad Ciencias Físicas. Universidad Complutense de Madrid. España. 2013. 200 p.
8. FRAILE MORA, Jesús, *Máquinas eléctricas*. 6ª ed. España: McGraw- Hill, 2008. 864 p.
9. HARPER, Enríquez. *Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales*. México: Limusa, 2003. 276 p.
10. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Guide for Liquid-Immersed Transformers Through-Fault-Current Duration*, Std C57.109. New York: IEEE, 2018. 12 p.
11. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Guide for protecting power transformers*, Std C37.91. New York: IEEE, 2008. 4 p.
12. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE C57.13™-2016, IEEE standard requirements for instrument transformers*. New York: IEEE, 2016. 40 p.
13. KRAUS, John. *Electromagnetismo con aplicaciones*. 5ª edición. México: McGraw- Hill, 2000. 168 p.
14. MARTÍNEZ LEMUS, Juan Alberto. *Implementación de un esquema de automatización para monitoreo de alarmas y disparos de las diferentes funciones de protección utilizadas en la Planta Hidroeléctrica Chixoy*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica.

Facultad de Ingeniería. Universidad de San Carlos de Guatemala.
2015. 68 p.

15. MR. MESSKO® TRASY2. [en línea].
<https://www.reinhausen.com/en/desktopdefault.aspx/tabid-277/118_read-68/>. [Consulta: 15 de abril de 2020].
16. OMICRON. *Manual de referencia CMC 356*. Austria: OMICRON, 2014.
142 p.
17. RM. *Magnetic oil level indicators for transformers*. [en línea].
<https://www.reinhausen.com/es/desktopdefault.aspx/tabid-288/138_read-102/>. [Consulta: 15 de abril de 2020].
18. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *Sel-787 Relay Transformer Protection relay*. Alemania: SEL, 2015. 130 p.
19. VEGA, Sergio. *Manual de operación para montaje, pruebas y puesta en servicio de transformadores trifásicos de alta tensión de 100 a 450MVA*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica y Electrónico. Facultad de Ingenierías. Universidad Tecnológica de Bolívar. Colombia. 125 p.
20. WILDI, Theodore. *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*. 6ª ed. México: PEARSON Education, 2007. 960 p.

