



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE ESTUDIOS  
SUPERIORES ARAGÓN**

**PROTECCIÓN DE  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
(TIPOS, AJUSTES Y ESQUEMAS DE  
PROTECCIÓN TÍPICOS)**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

**P R E S E N T A**

**RICARDO RODRIGUEZ GARDUÑO**

**DIRECTOR DE TESIS**

**M. en C. RODRIGO OCÓN VALDEZ**



**Ciudad Nezahualcóyotl, Estado de México, 2023.**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **DEDICATORIA**

- Para mi Padre Carlos A. Rodriguez Pacheco
  
- Para mi madre Ma. Guadalupe Garduño Vázquez.
  
- Para mi hermana mayor Carolina Rodriguez Garduño
  
- Para mi hermano mayor Carlos Rodriguez Garduño.
  
- Para mi hijo Ricardo Rodriguez Martínez.

# AGRADECIMIENTOS

QUIERO EXTENDER MI MAYOR AGRADECIMIENTO A:

- LA HONORABLE FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, POR EDUCAR MI VIDA.
- MI ASESOR M. en C. RODRIGO OCÓN VALDEZ POR TODO SU APOYO Y CONOCIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DE LA PRESENTE TESIS.
- MIS PROFESORES REVISORES DE MI TRABAJO ESCRITO:  
ING. ABEL VERDE CRUZ, ING. JOSÉ L. ESTRADA GARCÍA Y  
MTRO. VÍCTOR M. GONZÁLEZ MONDRAGÓN, POR CONTRIBUIR CON SUS  
COMENTARIOS Y OBSERVACIONES.
- M. EN I. FIDEL GUTIÉRREZ FLORES JEFE DE LA CARRERA Y SU EQUIPO DE TRABAJO POR TODO SU APOYO INCONDICIONAL
- ING. FERNANDO X. VÁZQUEZ MARTÍNEZ SECRETARIO TÉCNICO Y SU EQUIPO DE TRABAJO POR TODO SU APOYO INCONDICIONAL.
- ING. KARINA MARTÍNEZ ROMERO JEFA DEL LABORATORIO L3  
POR TODO SU APOYO INCONDICIONAL.
- ING A. YERED LÓPEZ RIVAS JEFE DEL LABORATORIO L2,  
POR TODO SU APOYO INCONDICIONAL.
- MI MAMÁ Y MI PAPÁ POR AYUDARME EN LAS MALAS Y EN LAS BUENAS PARA CUMPLIR MIS OBJETIVOS PERSONALES Y ACADÉMICOS.
- MIS HERMANOS POR TODO EL APOYO QUE ME HAN BRINDADO,  
SON MI MAYOR ADMIRACIÓN. GRACIAS POR TODO.
- MIS TÍAS MATERNAS (LAURA, CECILIA Y TERESITA) Y MI TÍO PABLO POR TODO EL APOYO INCONDICIONAL QUE ME HAN BRINDADO.
- LIC. ALEXIS L. OCHOA FLORES POR SU APOYO INCONDICIONAL.
- MIS AMIGOS DE CHIMALHUACÁN, NEZAHUALCÓYOTL, ECATEPEC, TEXCOCO, OZUMBA, AXAPUSCO, VALLE DE CHALCO, IXTAPALUCA, COACALCO, NAUCALPAN, LA PAZ, CUAUTITLÁN IZCALLI, TECÁMAC, CHICOLOAPAN, IZTAPALAPA, IZTACALCO, CUAUHTÉMOC, VENUSTIANO CARRANZA, GUSTAVO A. MADERO, TLÁHUAC, XOCHIMILCO, MIGUEL HIDALGO, TLALPAN, MILPA ALTA, COYOACÁN, BENITO JUÁREZ, VENEZUELA, COLOMBIA, ARGENTINA, CUBA, GUATEMALA, HAITÍ, EUROPA, ÁFRICA, ASIA, SUDAMÉRICA, CENTROAMÉRICA; **POR RECORDARME, QUE TODOS SOMOS IGUALES; PORQUE EL BARRIO ES EL BARRIO Y ESO NADIE ME LO VA CAMBIAR; "QUE NUNCA PIERDA LA HUMILDAD".**

## Índice

<b>ÍNDICE</b> .....	<b>IV</b>
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS .....	IX
ABREVIATURAS.....	X
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>11</b>
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	<b>14</b>
<b>OBJETIVO GENERAL</b> .....	<b>15</b>
<b>OBJETIVOS PARTICULARES</b> .....	<b>15</b>
<b>METODOLOGÍA</b> .....	<b>15</b>
<b>JUSTIFICACIÓN</b> .....	<b>16</b>
<b>CAPÍTULO 1. MARCO HISTÓRICO</b> .....	<b>17</b>
1.1 INTRODUCCIÓN.....	17
1.2 HANS CHRISTIAN OERSTED .....	18
1.3 MICHAEL FARADAY .....	19
1.4 THOMAS A. EDISON .....	20
1.5 NIKOLA TESLA .....	21
<b>CAPÍTULO 2. TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b> .....	<b>22</b>
2.1. DEFINICIÓN.....	22
2.2. CLASIFICACIÓN .....	23
2.2.1 Número de fases .....	23
2.2.2 Capacidad operativa .....	24
2.2.3 Constructivo del núcleo.....	25
2.2.4. Enfriamiento .....	26
2.2.5. Conexión.....	29
2.3. COMPONENTES .....	31
2.3.1 Circuito magnético (Núcleo).....	31
2.3.2 Circuito eléctrico (Devanados) .....	32
2.3.3 Tanque .....	33
2.3.4 Aislamientos.....	34
2.3.5 Boquillas.....	34
2.3.6 Cambiadores de derivaciones .....	35
2.3.7 Equipo Inertaire.....	36
2.3.8 Placa de datos.....	37
2.4. PROTECCIONES INTERNAS .....	38
2.4.1 Relevador Buchholz (63T).....	39
2.4.2 Indicador de temperatura del aceite (26Q).....	40
2.4.3 Indicador de temperatura del devanado (49T) .....	41
2.4.4 Indicador de nivel de aceite (71Q).....	42
2.4.5 Válvula de sobrepresión (63P).....	43
<b>CAPÍTULO 3. FUNDAMENTOS DE PROTECCIÓN</b> .....	<b>44</b>
3.1 CRITERIOS GENERALES .....	44
3.2 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES POR RELEVADORES .....	45

3.3 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES .....	46
3.3.1 <i>Sensibilidad</i> .....	46
3.3.2 <i>Selectividad</i> .....	46
3.3.3 <i>Velocidad</i> .....	46
3.3.4 <i>Confiabilidad</i> .....	46
3.3.5 <i>Redundancia</i> .....	46
3.4 RELEVADOR DE PROTECCIÓN .....	47
3.5 ZONAS DE PROTECCIÓN.....	48
3.6 FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA .....	49
3.6.1 <i>Fallas internas</i> .....	49
3.6.2 <i>Fallas externas</i> .....	49
3.7 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN.....	50
3.7.1 <i>Transformadores de corriente</i> .....	51
3.7.2 <i>Transformadores de potencial</i> .....	51
3.8 CORRIENTES DE INRUSH .....	51
3.9 PROTECCIONES ELÉCTRICAS MEDIANTE RELEVADORES DE PROTECCIÓN .....	52
3.9.1 <i>Protección diferencial</i> .....	52
3.9.2 <i>Protección diferencial con restricción de pendiente</i> .....	53
3.9.3 <i>Protección sobrecorriente</i> .....	54
3.9.4 <i>Protección sobreexcitación</i> .....	55
3.10 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	56
<b>CAPÍTULO 4. ESQUEMAS, AJUSTES Y TIPOS DE PROTECCIONES.....</b>	<b>57</b>
4.1 ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 1 MVA A 10 MVA DE DOS DEVANADOS CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA .....	58
4.1.1 <i>Protección Primaria (PP)</i> .....	58
4.1.2 <i>Ajuste Protección Primaria (PP)</i> .....	58
4.1.3 <i>Protección Secundaria (PP2)</i> .....	59
4.2 ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MAYORES A 7.5 MVA DE DOS DEVANADOS CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA .....	61
4.2.1 <i>PT1 Protección Primaria del Transformador</i> .....	62
4.2.2 <i>Protección de respaldo lado primario del transformador</i> .....	63
4.2.3 <i>Protección de respaldo lado secundario del transformador</i> .....	64
4.2.4 <i>Protección de Respaldo Neutro del Transformador</i> .....	65
4.2.5 <i>Protección de sobrecorriente en alimentadores</i> .....	66
4.2.6 <i>Protección de neutro en alimentadores</i> .....	67
4.2.7 <i>Protección para falla de interruptor en lado primario 50FI-H</i> .....	68
4.2.8 <i>Recomendaciones de CFE</i> .....	68
4.3 ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MAYORES A 10 MVA DE DOS DEVANADOS CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA-DELTA.....	70
4.3.1 <i>PT1 Protección Primaria del Transformador</i> .....	71
4.3.2 <i>Protección de respaldo lado primario del transformador</i> .....	72
4.3.3 <i>Protección de respaldo lado secundario del transformador</i> .....	73
4.3.4 <i>Protección de respaldo neutro del transformador</i> .....	73
4.3.5 <i>Protección de respaldo lado terciario del transformador</i> .....	75
4.3.6 <i>Protección de sobrecorriente de servicios propios</i> .....	76
4.3.7 <i>Protección de tensión (3V0) para detección de aterrizamiento del devanado terciario 59-NT</i> .....	77
4.3.8 <i>Protección para falla de interruptor en lado primario 50FI-H</i> .....	77
4.3.9 <i>Protección para falla de interruptor en lado secundario 50FI-L</i> .....	78
4.3.10 <i>Recomendaciones de CFE</i> .....	79

<b>CAPÍTULO 5. CASO DE ESTUDIO .....</b>	<b>81</b>
5.1 PASO 1 CÁLCULO DE LA CORRIENTE NOMINAL.....	82
5.1.1 Corriente nominal devanado primario:.....	82
5.1.2 Corriente nominal devanado secundario: .....	82
5.2 PASO 2 PROTECCIÓN PRIMARIA DEL TRANSFORMADOR (PPT).....	83
5.2.1 Determinar al relevador digital (87T & 87R).....	83
5.3 PASO 3 PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR (PRP).....	90
5.3.1 Determinar al relevador digital (51F).....	90
5.4 PASO 4 PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR (PRS) .....	93
5.4.1 Determinar al relevador digital (51F).....	93
5.4.2 Determinar al relevador digital (51N).....	96
5.5 PASO 5 PROTECCIÓN PRIMARIA EN ALIMENTADORES .....	99
5.5.1 Determinar al relevador digital (50F).....	99
5.5.2 Determinar al relevador digital (51F).....	101
5.6 PASO 6 PROTECCIÓN PRIMARIA EN NEUTROS EN ALIMENTADORES.....	104
5.6.1 Determinar al relevador digital (50N).....	104
5.6.2 Determinar al relevador digital (51N).....	106
5.7 PASO 7 PROTECCIÓN DE RESPALDO NEUTRO DEL TRANSFORMADOR (PRN).....	109
5.7.1 Determinar al relevador digital (51NT).....	109
5.7.2 Determinar al relevador digital (50FI).....	112
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>113</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>115</b>
ANEXO 1. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN) .....	115
ANEXO 2. DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS .....	116
ANEXO 3. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL .....	117
ANEXO 4. CFE LAPEM .....	118
ANEXO 5 CURVAS DE SOBRECORRIENTE FUENTE MANUAL SEL-387.....	119
ANEXO 6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA PARA FALLA TRIFÁSICA .....	122
ANEXO 7 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA PARA FALLA MONOFÁSICA .....	123
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>124</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>125</b>
<b>REFERENCIAS IMÁGENES .....</b>	<b>128</b>
<b>“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU” .....</b>	<b>130</b>

## Índice de figuras

FIGURA 1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA .....	11
FIGURA 2 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL .....	12
FIGURA 1.1 HANS CHRISTIAN OERSTED.....	18
FIGURA 1.2 LEY DE OERSTED .....	18
FIGURA 1.3 MICHEL FARADAY.....	19
FIGURA 1.4 ANILLO DE INDUCCIÓN DE FARDAY .....	19
FIGURA 1.5 THOMAS A. EDISON .....	20
FIGURA 1.6 THOMAS A. EDISON Y SU DÍNAMOS.....	20
FIGURA 1.7 NIKOLA TESLA .....	21
FIGURA 1.8 INVENTOS DE NIKOLA TESLA .....	21
FIGURA 2.1 TRANSFORMADOR IDEAL .....	22
FIGURA 2.2 TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS .....	23
FIGURA 2.3 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO .....	23
FIGURA 2.4 S.E. INFIERNILLO.....	24
FIGURA 2.5 TIPO ACORAZADO .....	25
FIGURA 2.6 TIPO COLUMNA.....	25
FIGURA 2.7 ENFRIAMIENTO TIPO ONAN .....	27
FIGURA 2.8 ENFRIAMIENTO TIPO ONAN/ONAF .....	27
FIGURA 2.10 CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA.....	29
FIGURA 2.12 CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA.....	30
FIGURA 2.13 CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA.....	30
FIGURA 2.14 NÚCLEO.....	31
FIGURA 2.15 ACERO AL SILICIO .....	31
FIGURA 2.16 BOBINAS TIPO COLUMNA .....	32
FIGURA 2.17 TANQUE .....	33
FIGURA 2.18 AISLAMIENTO.....	34
FIGURA 2.19 BOQUILLAS.....	34
FIGURA 2.20 CAMBIADOR DE DERIVACIONES .....	35
FIGURA 2.21 EQUIPO INERTAIRE.....	36
FIGURA 2.22 PLACA DE DATOS.....	37
FIGURA 2.23 MONITOREO DE TEMPERATURA DEL TRANSFORMADOR .....	39
FIGURA 2.24 RELEVADOR BUCHHOLZ .....	39



FIGURA 2.25 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO .....	39
FIGURA 2.26 INDICADOR DE TEMPERATURA DEL ACEITE .....	40
FIGURA 2.27 INDICADOR DE TEMPERATURA DEL DEVANADO .....	41
FIGURA 2.28 INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE.....	42
FIGURA 2.29 VÁLVULA DE SOBREPRESIÓN .....	43
FIGURA 3.1 DISPOSITIVOS ELÉCTRICOS INTELIGENTES (DEI'S).....	47
FIGURA 3.2 ZONA DE PROTECCIÓN .....	48
FIGURA 3.3 INSTRUMENTO DE MEDICIÓN TC'S TIPO PEDESTAL .....	50
FIGURA 3.4 PROTECCIÓN DIFERENCIAL .....	52
FIGURA 3.6 PROTECCIÓN PRIMARIA MEDIANTE FUSIBLE DE POTENCIA.....	54
FIGURA 3.7 PROTECCIÓN RESPALDO MEDIANTE RELEVADOR DIGITAL. ....	54
FIGURA 4.1. ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 1 MVA A 10 MVA DE DOS DEVANADOS .....	58
FIGURA 4.2. ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA IGUALES O MAYORES A 7.5 MVA DE DOS DEVANADOS CON CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA.....	61
FIGURA 4.3. ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 10 MVA Y MAYORES DE TRES DEVANADOS CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA-DELTA. ....	70
FIGURA 5.1. DIAGRAMA UNIFILAR DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	81
FIGURA 5.2.GRÁFICA DE OPERACIÓN 87T SIN RETENCIÓN .....	84
FIGURA 5.3.DIAGRAMA LÓGICO 87T SIN RETENCIÓN.....	84
FIGURA 5.3 GRÁFICA DE OPERACIÓN 87T SIN RETENCIÓN .....	87
FIGURA 5.4 DIAGRAMA LÓGICO 87T CON RETENCIÓN .....	88
FIGURA 5.5 PROTECCIÓN TRANSFORMADOR (ALTA - 51F) SEL-387 .....	91
FIGURA 5.6 PROTECCIÓN TRANSFORMADOR (BAJA – 51F) SEL-387 .....	94
FIGURA 5.7 PROTECCIÓN TRANSFORMADOR (51N) SEL-387 .....	97
FIGURA 5.8 PROTECCIÓN TRANSFORMADOR (50F) SEL-387 .....	100
FIGURA 5.9 PROTECCIÓN TRANSFORMADOR (51F)SEL-387.....	102
FIGURA 5.9 PROTECCIÓN TRANSFORMADOR (50N) SEL-387 .....	105
FIGURA 5.10 PROTECCIÓN TRANSFORMADOR (51N) SEL-387 .....	107
FIGURA 5.11 PROTECCIÓN TRANSFORMADOR (51NT) SEL-387 .....	110



## Índice de tablas

TABLA 2.1 CLASIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN .....	24
TABLA 2.2 CLASIFICACIÓN DE ENFRIAMIENTO TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE AISLANTE. 26	
TABLA 2.3 CLASIFICACIÓN DE ENFRIAMIENTO DE TRANSFORMADORES TIPO SECO. ....	28
TABLA 2.4 ABREVIATURAS ANSI DE PROTECCIONES INTERNAS.....	38
TABLA 3.1 ABREVIATURAS ANSI DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS .....	56
TABLA 5.1 DATOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA .....	82
TABLA 5.2 DATOS TC'S .....	82
TABLA 5.3 CORRIENTES .....	86
TABLA 5.4 LIMITACIÓN .....	86
TABLA 5.5 AJUSTES QUE DEFINEN LAS CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN .....	87

## Abreviaturas

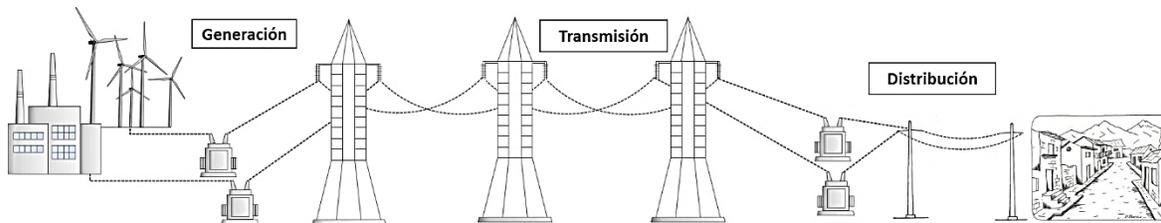
ABREV.	DESCRIPCIÓN
<b>AA</b>	Ventilado con enfriamiento natural (Designación IEEE)
<b>AA/FA</b>	Ventilado con enfriamiento natural y aire forzado (Designación IEEE)
<b>AF</b>	Ventilado con enfriamiento por aire forzado (Designación IEC)
<b>AFA</b>	Ventilado con enfriamiento por aire forzado (Designación IEEE)
<b>AN</b>	Ventilado con enfriamiento natural (Designación IEC)
<b>ANAF</b>	Ventilado con enfriamiento natural y aire forzado (Designación IEC)
<b>ANAN</b>	Sin ventilación con enfriamiento natural (Designación IEC)
<b>ANCE</b>	Asociación Civil de Normalización y Certificación
<b>ANSI</b>	American National Standards Institute
<b>ANV</b>	Sin ventilación con enfriamiento natural (Designación IEEE)
<b>CENACE</b>	Centro Nacional de Control de Energía
<b>CFE</b>	Comisión Federal de Electricidad
<b>CRE</b>	Comisión Reguladora de Energía
<b>GA</b>	Sellado con enfriamiento natural (Designación IEEE)
<b>GNAN</b>	Sellado con enfriamiento natural (Designación IEC)
<b>Hz</b>	Hertz (Unidad de medida del Sistema Internacional)
<b>Icc</b>	Corriente de Corto Circuito
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>kA</b>	KiloAmper (Unidad de medida del Sistema Internacional)
<b>kV</b>	KiloVolt (Unidad de medida del Sistema Internacional)
<b>NEMA</b>	National Electrical Manufacturers Association
<b>NMX</b>	Norma Mexicana
<b>OFAF</b>	Sumergido en liquido aislante, con enfriamiento con aceite forzado y con aire forzado
<b>OFWF</b>	Sumergido en liquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada.
<b>ONAN</b>	Sumergido en liquido aislante, con enfriamiento natural
<b>ONAN/ODAF</b>	Sumergido en liquido aislante con enfriamiento natural/aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aire forzado
<b>ONAN/ONAF</b>	Sumergido en liquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado
<b>ONWN</b>	Sumergido en liquido aislante y con enfriamiento por agua
<b>PCT</b>	Protecciones Contenidas en el Transformador
<b>S.E.</b>	Subestación Eléctrica
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>SENER</b>	Secretaría de Energía
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>TC</b>	Transformador de Corriente
<b>TP</b>	Transformador de Potencia

## Introducción

*“Todo lo que ocurre en el mundo debe tener alguna razón para que suceda, porque es absolutamente imposible que ocurra algo sin ninguna razón.”*

∞ Platón (427 – 347 A.C.) † ∞

La energía eléctrica a lo largo de los años se ha convertido en uno de los “recursos fundamentales de la sociedad industrial moderna” (Horowitz & Phadke, 2008); se encuentra “disponible para el usuario instantáneamente, a la tensión y frecuencia correctos, y exactamente en la cantidad que se necesita” (Horowitz & Phadke, 2008); las veinticuatro horas del día.



**Figura 1 Sistema Eléctrico de Potencia\***

El párrafo anterior, explica de una manera simplificada los procesos requeridos en los Sistemas Eléctricos de Potencia, a fin de que la sociedad y la industria, utilicen el producto como un recurso fundamental en su vida diaria. Sin embargo, como lo refieren los especialistas internacionales “este notable rendimiento se consigue gracias a una cuidadosa planificación, diseño, instalación y funcionamiento de una red muy compleja de generadores, transformadores, líneas de transmisión y líneas de distribución” (Horowitz & Phadke, 2008, pág. 1).

Desde hace muchos años, se ha constatado que la transmisión a grandes distancias de energía eléctrica es más eficiente en altas tensiones, es decir, “al elevar con transformadores 10 veces la tensión de transmisión se reduce la corriente en el mismo número de veces y las pérdidas de transmisión se reducen 100 veces” (Chapman, 2012, pág. 50).

De modo que, uno de los principales elementos que participa en el Sistema Eléctrico Nacional (Ver Figura 2), es el denominado **Transformador de Potencia**. Ya que, en virtud de su funcionamiento en el Sistema Eléctrico, será integrado a subestaciones eléctricas de **Generación y Transmisión**, también conocidos como elevadores, o, en subestaciones eléctricas de **Distribución** también conocidos como reductores (Ver Figura 1).

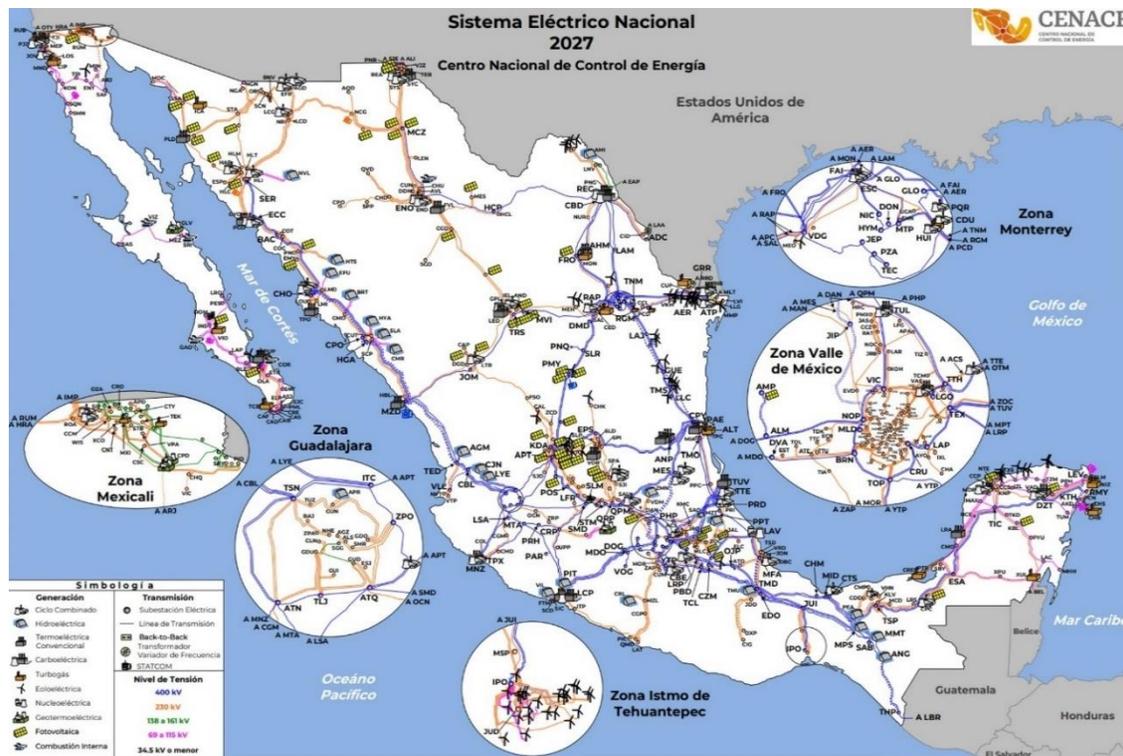


Figura 2 Sistema Eléctrico Nacional

Garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de los equipos utilizados en el Sistema Eléctrico Nacional, es de suma importancia, ya que, para el supuesto de una falla franca a un **Transformador de Potencia**, no provoca solamente problemas en el suministro de energía eléctrica, también se traduce en problemas económicos dentro de la cadena de valor y por supuesto en el tiempo de la vida útil de la máquina eléctrica estática.

Los “relevadores de protección multifunción del tipo microprocesado” (CFE, Especificación CFE G0000-81, 2011), son utilizados para proteger ante fallas internas y externas a los transformadores de potencia, entre otros elementos; dentro del Sistema Eléctrico Nacional. De ahí que, los relevadores también presentan evolución respecto a cálculos numéricos, registros oscilográficos y decisiones lógicas para su operación y esquemas protección dentro de las Subestaciones Eléctricas (Generación, Transmisión y Distribución).

Por lo anterior, resulta de trascendencia para los investigadores, especialistas, ingenieros y técnicos, dedicados al sector eléctrico, realizar el estudio de las perturbaciones constantes que afectan los Sistemas Eléctricos de Potencia, con objeto de mejorar e innovar la **Protección del Transformador de Potencia**.

El presente trabajo escrito, se encuentra conformador por cinco capítulos. El capítulo uno, presenta un resumen de histórico del transformador de potencia dentro de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

El capítulo dos, expone la definición, clasificación, componentes y protecciones internas de los transformadores de potencia, respecto a su funcionamiento dentro de las operaciones en nuestro Sistema Eléctrico Nacional.

El capítulo tres, explica los fundamentos de las protecciones, las características que deben presentar los relevadores de protección, así como las principales protecciones que se utilizan. Asimismo, se expone la zona de protección donde requieren que operen los diferentes tipos protección.

El capítulo cuatro, expone los tres diferentes tipos de esquemas utilizados por la Comisión Federal de Electricidad, dentro de las operaciones de nuestro Sistema Eléctrico Nacional. Los cuales cuentan con sus características de ajustes y tipos de protecciones exclusivas en niveles de tensiones primarias desde 34.5 kV hasta los 400 kV para los transformadores de potencia,

El capítulo cinco, implementa un caso de estudio didáctico mediante el cual se realiza el esquema de protección, los ajustes y las protecciones utilizadas para la correcta operación de un supuesto transformador de potencia de dos devanados; el cual opera en tensiones primarias en 85 kV y en tensiones secundarias en 23 kV, con una capacidad máxima operativa de 30 MVA.

Finalmente, se expone las conclusiones obtenidas mediante el desarrollo de la presente tesis "PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA (TIPOS, AJUSTES Y ESQUEMA DE PROTECCIÓN TÍPICOS) y adicionalmente se comparte la sección Anexo, misma que contiene recursos adicionales, disponibles de manera digital para fomentar un respaldo en el desarrollo académico de los estudiantes.

## Planteamiento del problema

Actualmente, nuestro Sistema Eléctrico Nacional (SEN) experimenta una constante expansión, debido al crecimiento exponencial de la población. De ahí que, constantemente se requieran nuevas Subestaciones Eléctricas para los procesos de **Generación, Transmisión y Distribución**.

El Área Metropolitana, por ejemplo: muestra un constante crecimiento en su población; de acuerdo con los datos del Sitio Web [“Cuéntame”](#) del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), el estado de México tiene una población de 16,992,418 habitantes que representan el 13.5% del total del país y la Ciudad de México una población de 9,209,944 habitantes, que representan el 7.3% del total del país (INEGI, CUÉNTAME, 2020). Por lo que, se requieren los mejores procesos en protección eléctrica a fin de garantizar la continuidad, confiabilidad y calidad en el suministro eléctrico.

Las nuevas Subestaciones Eléctricas, así como, el mantenimiento de las que actualmente se encuentran en operación, requiere Ingenieros Eléctricos Mexicanos para realizar la selección y los ajustes adecuados en las Protecciones de Transformadores de Potencia; entre otras actividades.

Por otra parte, el desarrollo tecnológico, respecto a la Protección de Sistemas Eléctricos mediante “relevadores de protección multifunción del tipo microprocesado” (CFE, Especificación CFE G0000-81, 2011), también sufre constantes actualizaciones e innovaciones.

Un amplio fortalecimiento de actualización en las instituciones educativas públicas, fomenta el desarrollo en el perfil académico de los estudiantes. Las actualizaciones en esta área constantemente deben llegar a los temas impartidos en las asignaturas relativas con la carrera.

## Objetivo general

El presente trabajo tiene la finalidad en determinar y concretar los alcances de las diversas protecciones, esquemas y ajustes utilizados en el Transformador de Potencia por la Comisión Federal de Electricidad dentro de las operaciones del Sistema Eléctrico Nacional.

## Objetivos particulares

- Determinar una clasificación apropiada respecto a los diversos propósitos que presenta el transformador de potencia, el cual opera dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- Determinar los diversos tipos de protección utilizados, para las fallas que repercuten la correcta operación del **Transformador de Potencia**.
- Determinar los criterios y efectuar los cálculos de ajustes para los esquemas de protecciones del **Transformadores de Potencia**.
- Fomentar la presente **Tesis** como herramienta de consulta a fin de que los estudiantes y egresados de la carrera Ingeniería Eléctrica – Electrónica, perciban la diversificación de los tipos, ajustes y esquemas de protección típicos para el **Transformador de Potencia**.

## Metodología

- Analizar la información expuesta por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), referente a los criterios de ajuste para los esquemas normalizados de las protecciones de transformadores de potencia.
- Analizar la información relativa a los transformadores de potencia dentro de la normativa y especificaciones; Internacional, así como, de nuestro país.
- Justificar mediante una investigación teórica y práctica los criterios de ajustes aplicables para una apropiada operación del transformador de potencia dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- Sinterizar y concretar las protecciones aplicables para una apropiada operación del transformador de potencia, considerando casos de operación con distintos niveles de tensión eléctrica.

## Justificación

Los **Transformadores de Potencia** se vuelven un elemento fundamental en el Sistema Eléctrico Nacional, ya que esta máquina eléctrica estática tiene como objeto modificar las magnitudes de tensión de tal forma que, logra ser interconectada en los diferentes procesos: Generación, Transmisión y Distribución.

Simultáneamente, el valor económico en el mercado de este elemento representa un alto costo de inversión, el cual se encuentra incorporado en la evaluación económica y financiera del proyecto o los proyectos, previamente planeados. Por lo que, el Transformador de Potencia se vuelve un activo crítico dentro de nuestro Sistema Eléctrico Nacional.

Por lo anterior, el estudio e implementación de las protecciones eléctricas son parte fundamental para la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del suministro eléctrico dentro de los Sistema Eléctrico Nacional.

Por consiguiente, se requiere que los **Transformadores de Potencia** utilizados en el Sistema Eléctrico Nacional se encuentren apropiadamente protegidos ante cualquier perturbación o falla. La presente **Tesis**, aborda explicaciones referentes a los tipos, ajustes y esquemas de protección típicos que se han implementado por la Comisión Federal de Electricidad, en virtud de los años de trabajo en operación en el Sistema Eléctrico Nacional.



## Capítulo 1. Marco Histórico

*“Me lo contaron y lo olvidé, lo vi y lo entendí, lo hice y lo aprendí.”*

∞ Confucio (551 A.C. – 479 A.C.) † ∞

---

### 1.1 Introducción

Definitivamente en la actualidad, el transformador de potencia se encuentra presente en toda la cadena de valor de la energía eléctrica. Es posible que todos los científicos que presentaron, en su debido momento sus investigaciones los siglos XVII, XVIII y XIX, no cuantificaban la magnitud de sus descubrimientos, y como estos, impactarían, en transformar el progreso de la sociedad.

Es necesarios precisar que, en medio del cúmulo de inventos desarrollados con respecto a la energía eléctrica en el siglo XVIII y XIX, el transformador converge de manera muy particular al presentarse la batalla conocida en los Estados Unidos como la “Guerra de las Corrientes”, donde se confrontaron la tecnología de la Corriente Continua (CC) establecida por Tomas Alba Edison y la tecnología de la Corriente Alterna (CA) establecida por Nikola Tesla.

En particular, la “Guerra de las Corrientes” es el antecedente verídico para que diferentes investigadores, científicos y técnicos lucharan en distintas partes del mundo, a fin de que permaneciera la tecnología de la Corriente Continua (CC) con Edison, Crompton, Hopkinson, Lord Kelvin; y, por otro lado, la tecnología de la Corriente Alterna (CA) con Tesla, Westinghouse, Thomson y Ferranti.

Las principales aportaciones en la historia de este elemento se deben a: Hans Christian Oersted (1820), Michel Faraday (1831), Nikola Tesla (1882 y 1960), Heinrich Daniel Rühmkorff (1851), Hippolyte Louis Fizeau (1853), Foauncault (1856), Zénobe Théophile Gramme (1874), P. N. Jablochhoff (1876), Lucien Gaulard y John Dixon Gibbs (1882), Otto Titus Blathy, Miska Deri y Karoly Zipernowsky (1885) y George Westinghouse y William Stanley (1886).

El desarrollo del primer Sistema Eléctrico en corriente alterna, comenzó en Estados Unidos de América, entre los años de 1885-1886, la cual alimentaba 150 lámparas. Los primeros Sistemas Eléctricos eran monofásicos “pero el 16 de mayo de 1888, Nikola Tesla, presentó una memoria en la que describía los motores bifásicos de inducción y los síncronos” (Stevenson, 1988).

## 1.2 Hans Christian Oersted

Nació en Rudkobing, Dinamarca en el año de 1777, en la época denominada “Siglo de las Luces”. El 21 de julio de 1820, Oersted publicó un artículo, denominado “Experimentos sobre el efecto de una corriente de electricidad en la aguja magnética” (IEEE-España, 2020).

El Físico determinó mediante observaciones, que una brújula colocada en los extremos de un hilo conductor en la cual circula una corriente eléctrica, presentaba desviaciones en la aguja de la brújula (UNAM-FI, División de Ciencias Básicas, 2022).



Figura 1.1 Hans Christian Oersted

Mediante diferentes tipos de observaciones logró describir la relación entre la electricidad y el magnetismo, toda vez que, infiere que el sistema presenta un campo magnético en el conductor donde circula una corriente (Ver Figura 1.2).

La dirección o sentido de las líneas de flujo, se encuentra definido por la muy famosa regla de la mano derecha. “Si se toma un conductor con la mano derecha, de tal forma que el pulgar apunte en la dirección de la corriente, los dedos restantes indican el sentido de las líneas de flujo magnético” (CFE, Manual, 2007)



Figura 1.2 Ley de Oersted

Hans Christian Oersted pierda la vida en Dinamarca en 1851, contribuyendo con un gran legado para mejorar la calidad de vida, en el mundo moderno.

### 1.3 Michael Faraday

Nació en Londres, Inglaterra en el año de 1791, en plena época denominada “Revolución Francesa”. En agosto de 1831, Faraday a partir de los estudios de Oersted realizó el “descubrimiento de la ley de inducción, siendo esta la ley base para producir electricidad por medio del magnetismo” (Olivares Galván, A. Vengas, & Magdalena, 2020). Faraday, determinó mediante observaciones, que un conductor el cual representa un circuito cerrado y se desplaza por algún medio mecánico dentro de un campo magnético se genera una tensión y provoca una circulación de corriente.

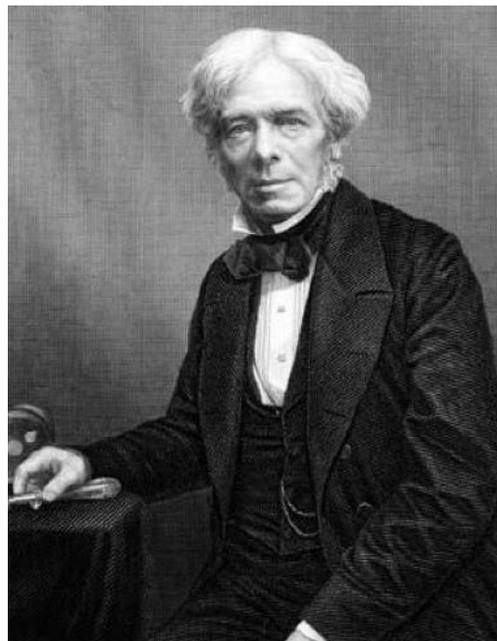


Figura 1.3 Michel Faraday

Mediante diferentes tipos de observaciones logró describir que “el cierre y apertura del circuito primario inducía de manera instantánea en el circuito secundario” (Olivares Galván, A. Vengas, & Magdalena, 2020). Uno de sus principales experimentos (Ver Figura 1.4) consistía de los componentes denominados “toroides de alambre”, sobre los que se realizaban dos bobinados (Alambre de cobre), los cuales se encontraban aislados uno del otro, por lo que, cuando circulaba la corriente, su intensidad cambiaba bruscamente al instante de abrir o cerrar el circuito, en dicho experimento se observa una inducción de corriente variable sobre el galvanómetro.

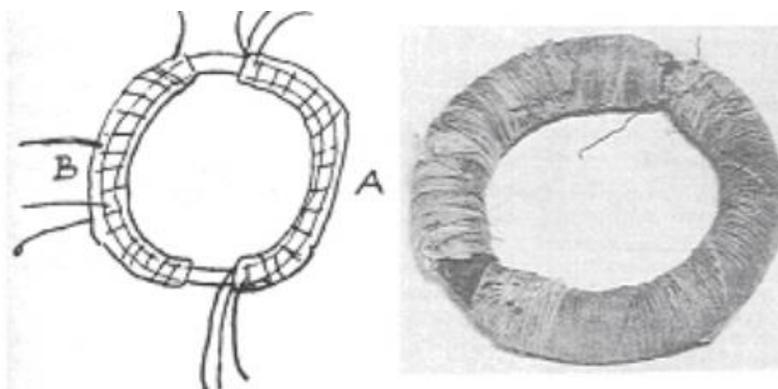
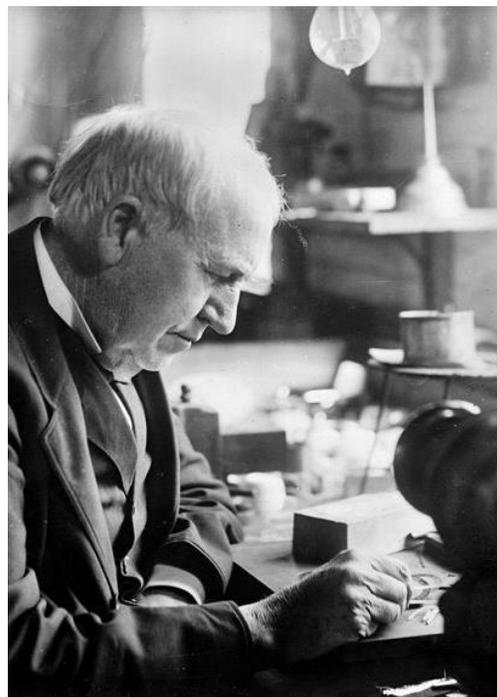


Figura 1.4 Anillo de Inducción de Farday

Michael Faraday pierda la vida en Inglaterra en 1867, contribuyendo con un gran legado para mejorar la calidad de vida, en el mundo moderno.

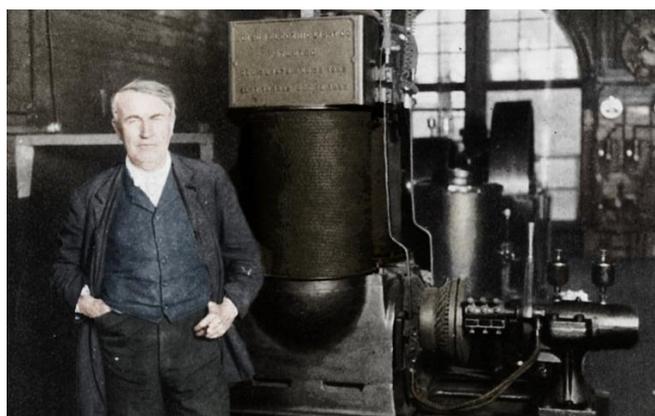
#### 1.4 Thomas A. Edison

Nació en Ohio, Estados Unidos en el año de 1847, en plena época de guerra entre Estados Unidos de América y los Estados Unidos Mexicanos. Hacia finales de 1870, trabajó en un replazo de la iluminación a partir de fuego en Nueva York, y en 1879 obtuvo éxito al crear un bombillo incandescente con un filamento sólido. El 4 de septiembre de 1882 inicia operaciones la primera estación generadora (Pearl Street Station) de corriente continua. La creación de la Edison General Eléctrico Company y sus subsidiarias, en 1888 fue la encargada de comercializar todo lo requerido para garantizar la continuidad del servicio eléctrico, es decir, surgen las primeras empresas monopólicas eléctricas en el mundo.



**Figura 1.5 Thomas A. Edison**

El principio del primer sistema eléctrico en el mundo fue desarrollado por Edison con la creación de la Estación Pearl Street, la cual tenía seis dínamos de corriente continua de un peso aproximado a 27 toneladas (Ver Figura 1.6).



**Figura 1.6 Thomas A. Edison y su Dínamos**

Thomas A. Edison pierda la vida en Estados Unidos de América en 1931, contribuyendo con un gran legado para mejorar la calidad de vida, en el mundo moderno.

## 1.5 Nikola Tesla

Nació en el Imperio Austríaco (Actualmente Croacia) en 1856, año en el que se firma el “tratado de París que puso fin a las hostilidades entre rusos y otomanos” (NATIONALGEOGRAPHIC). Interesado por la electricidad realiza sus estudios en Austria y en el año de 1884 viaja hasta Nueva York “directamente a las oficinas del hombre que influiría definitivamente en su vida: Thomas A. Edison” (National, 2022). Gracias a su dedicación descubrió “el principio del campo magnético rotativo, generador por corrientes alternas” (UNAM-FI), el cual es la base del actual generador de corriente alterna.

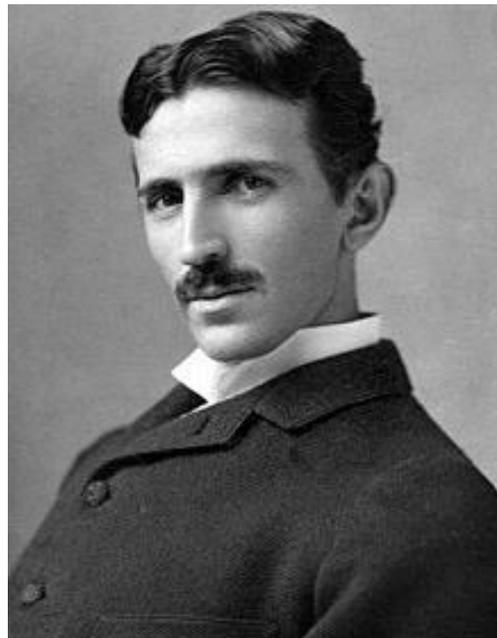


Figura 1.7 Nikola Tesla

Nikola Tesla revoluciono la forma de generar y transmitir la energía eléctrica, creando el Sistema Eléctrico Potencia trifásico en corriente alterna. En el año de 1893 Nikola Tesla iluminó la Exposición Universal de Chicago mediante alimentación de energía eléctrica en corriente alterna sentando las bases de su victoria de la denominada “Guerra de las corrientes” (Ver Figura 1.8).

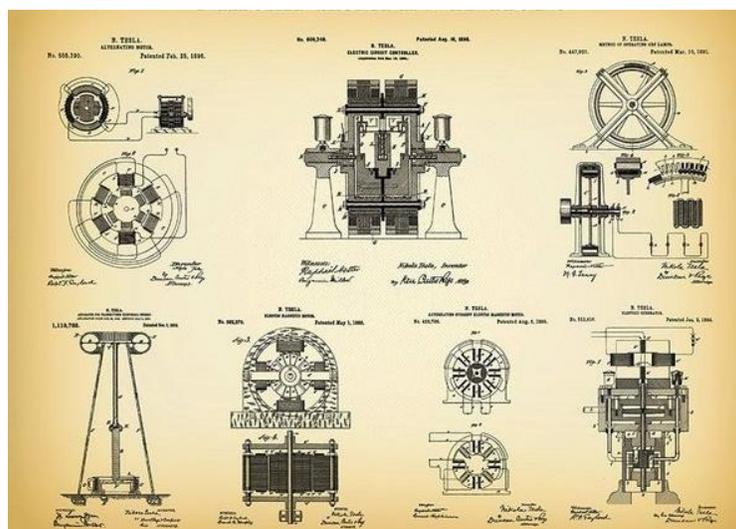


Figura 1.8 Inventos de Nikola Tesla

Nikola Tesla pierde la vida en Estados Unidos de América en 1943, contribuyendo con un gran legado para mejorar la calidad de vida, en el mundo moderno.



## Capítulo 2. Transformador de Potencia

*“Sí quieres encontrar los secretos del universo, piensa en términos de energía, frecuencia y vibración”*

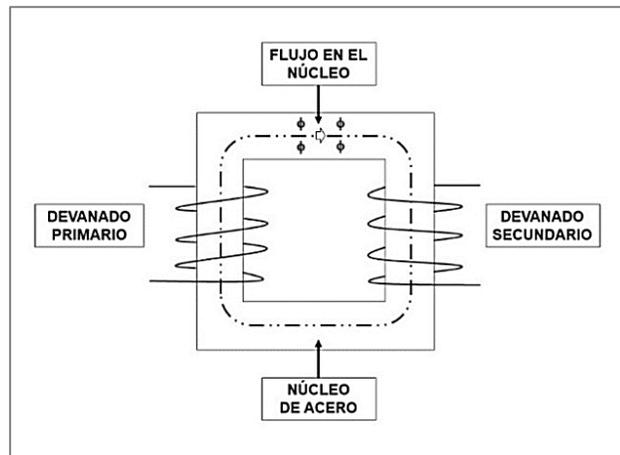
∞ Nikola Tesla (1856 – 1943) † ∞

### 2.1. Definición

El **Transformador de Potencia** es una máquina eléctrica estática que tiene por objeto convertir la energía eléctrica que ingresa en el devanado primario en una magnitud normalizada; sin perturbar la frecuencia del sistema; para ser entregada en otra magnitud normalizada mediante el devanado secundario, a través de dos circuitos independientes (ver Figura 2.1).

Dicho de otra manera, la máquina eléctrica estática aprovecha el principio de conversión de inducción magnética, es decir, “utiliza la acción de un campo magnético para realizar el cambio de nivel de tensión” (Chapman, 2012). Por lo que, su diseño se encuentra configurado para realizar su trabajo en diversos escenarios naturales y requiere un complejo sistema de dispositivos mecánicos/eléctricos que trabajan de manera conjunta para garantizar su correcta operación dentro de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

En el presente capítulo se describe la clasificación, componentes y protecciones propias de la máquina eléctrica estática.



**Figura 2.1 Transformador ideal.**

Actualmente, la Asociación Civil de Normalización y Certificación (ANCE) refiere al transformador de potencia en la norma mexicana NMX-J-284-ANCE-2018 como aquel que tiene una capacidad mayor a 500 KVA, esto implica que sus dimensiones físicas varían de acuerdo a su capacidad de operación. La disposición de sus elementos que lo integran se vuelve más complejos, ya que los esfuerzos mecánicos, térmicos y eléctricos son más agresivos derivada de una mayor capacidad de operación dentro del Sistema Eléctrico.

## 2.2. Clasificación

Al ser un elemento de suma importancia en el Sistema Eléctrico, los transformadores de potencia en nuestro país, concretamente haciendo referencia a los que operan dentro del Sistema Eléctrico Nacional, presentan diferentes tipos de clasificación en función de los siguientes propósitos:

### 2.2.1 Número de fases

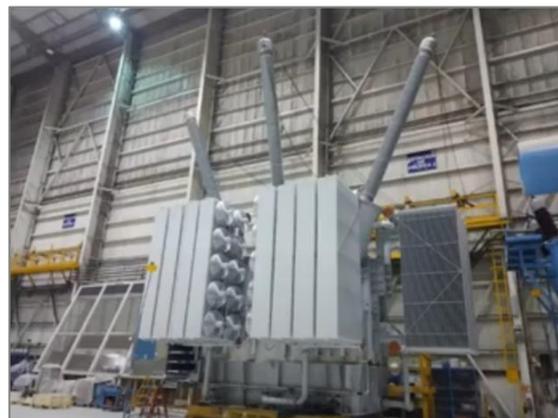
a. Transformadores monofásicos.

Conocidos también como autotransformador de potencia (ver Figura 2.2). Su principal función consiste en regular la transmisión y subtransmisión de tensiones. En campo se presentan bancos formados por cuatro unidades monofásicas, tres se utilizan para hacer el banco trifásico requerido para el suministro eléctrico y el restante se utiliza de reserva en caso de fallas.



**Figura 2.2 Transformadores monofásicos**

- b. Transformador trifásico. Son aquellos que cuentan con las tres fases ensambladas en un mismo tanque (ver Figura 2.3). Su principal función consiste en transmitir grandes cantidades de energía a diferentes tipos de tensión. Además, es usualmente utilizado para servicios de Generación y Distribución, por lo que presentan un mayor costo respecto a los bancos formados por cuatro unidades monofásicas.



**Figura 2.3 Transformador trifásico**

### 2.2.2 Capacidad operativa

Actualmente en nuestro país, la mayor cantidad de transformadores de potencia en operación dentro del Sistema Eléctrico Nacional, se encuentran a cargo de la Comisión Federal de Electricidad (Ver Figura 2.4), la cual es “una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonios propios...” como lo refiere la comunidad universitaria en su acervo cultural (Mendieta Lugo & Jiménez Badillo, 2016).

Al ser una empresa productiva del estado, manifiesta los siguientes activos al cierre del año 2022: 1) La Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión, tenía a su cargo un total de 2,279 Subestaciones Eléctricas de Potencia; y 2) La Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución, tenía a su cargo un total de 2,174 Subestaciones Eléctricas y 3,261 transformadores de potencia de acuerdo con lo publicado en su informe anual (CFE, Informe Anual 2022).



Figura 2.4 S.E. Infiernillo

La Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad refiere en sus “**CRITERIOS DE AJUSTES PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES**”, las protecciones incluidas en los transformadores con capacidad de 5 MVA y mayores, en tensiones primarias desde 34.5 a 400 kV (ver Tabla 2.1).

**Tabla 2.1 Clasificación de esquemas de protección**

Transformadores de potencia de dos devanados < 10 MVA
Transformadores de potencia de dos devanados ≥ 10 MVA
Transformadores de potencia de tres devanados ≥ 10 MVA

**Fuente:** (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014)

### 2.2.3 Constructivo del núcleo

**a. Transformadores de potencia tipo acorazado.** Presenta una construcción específica donde el núcleo rodea a los devanados (ver Figura 2.5), es decir, el devanado primario y secundario se encuentran ubicados en la columna central. Por lo que, con esta distribución es posible construirlos con baja impedancia de dispersión para lograr reducir el flujo magnético de dispersión y obtener una alta resistencia mecánica en la máquina eléctrica estática.

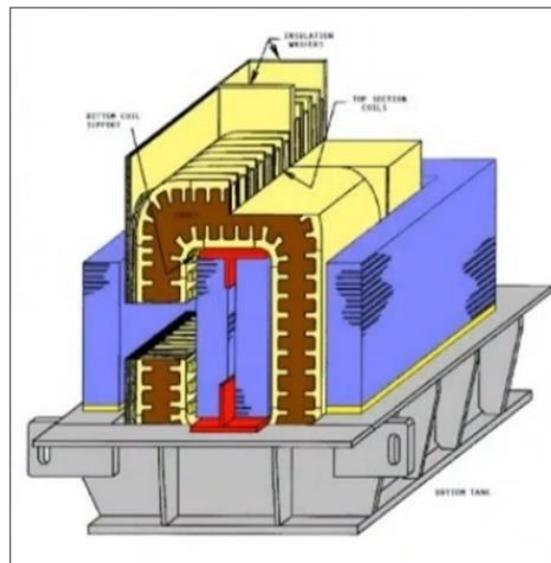


Figura 2.5 Tipo acorazado

**b. Transformadores de potencia tipo columna.** Presenta una construcción específica donde el núcleo tiene forma de columna y los devanados rodean al núcleo (ver Figura 2.6). Este tipo de transformadores es el más utilizado en las subestaciones eléctricas. Por lo que, con esta distribución presenta la desventaja de tener una baja resistencia mecánica y una menor regulación, en la máquina eléctrica estática.

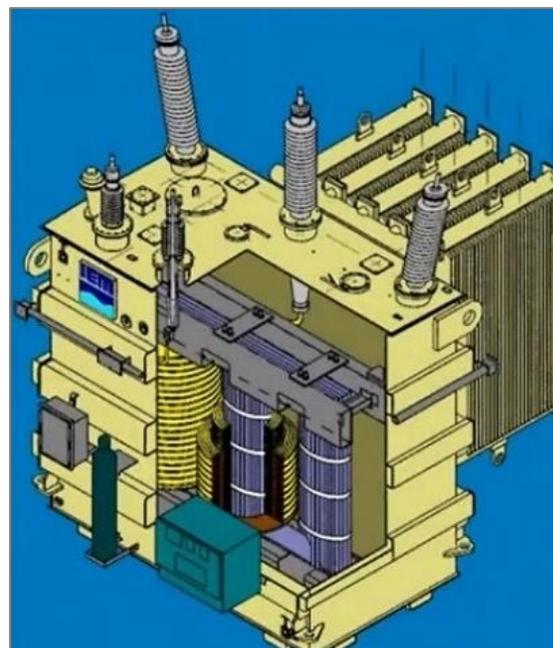


Figura 2.6 Tipo columna

#### 2.2.4. Enfriamiento

El transformador de potencia presenta una categorización de acuerdo con su tipo de enfriamiento en función de su medio de dispersión, toda vez que la corriente eléctrica que fluye en el circuito eléctrico propio del transformador, es decir, cuando el flujo de energía atraviesa los devanados que originan el campo magnético, se presentan un fenómeno físico denominado “efecto joule” el cual origina un calentamiento interno en la máquina eléctrica estática.

Por lo anterior, la Comisión Electrotécnica Internacional por sus siglas en inglés IEC tras años de investigación ha generado puntualmente una clasificación de enfriamiento que es utilizada por diferentes empresas dedicadas a la fabricación de las máquinas eléctricas estáticas para garantizar su óptimo funcionamiento. La Norma IEC-60076-2-1993 Power Transformers-Part 2: Temperatura Rise y la Norma IEC-60076-11-2004 Power Transformer -Part 11 Dry-Type Transformers, clasifican el enfriamiento de los transformadores de acuerdo con la siguiente tabla:

**Tabla 2.2 Clasificación de enfriamiento transformadores sumergidos en aceite aislante.**

DESIGNACIÓN PREVIA	DESIGNACIÓN ACTUAL	DESCRIPCIÓN
OA	ONAN	Sumergido en liquido aislante, con enfriamiento natural
OA/FA	ONAN/ONAF	Sumergido en liquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado
OA/FOA/FOA	ONAN/ODAF/ODAF	Sumergido en liquido aislante con enfriamiento natural/aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aire forzado
FOA	OFAF	Sumergido en liquido aislante, con enfriamiento con aceite forzado y con aire forzado
OW	ONWN	Sumergido en liquido aislante y con enfriamiento por agua
FOW	OFWF	Sumergido en liquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada.

Fuente: Elaboración propia con información de CFE.

**ONAN.**

**Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural.** En este tipo de enfriamiento los transformadores de potencia contienen en su tanque un aceite aislante, el cual circula por convección natural, o también equipados de radiadores que se logran desmontar o enfriadores tubulares.



**Figura 2.7 Enfriamiento tipo ONAN**

**ONAN/ONAF.**

**Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado.** Es similar al numeral anterior, sin embargo, se adicionan ventiladores para agregar capacidad de disipación de calor específicamente en los lugares que requieren de mayor enfriamiento.



**Figura 2.8 Enfriamiento tipo ONAN/ONAF**

**ONAN/ODAF/ODAF.**

**Sumergidos en líquido aislante con enfriamiento natural/aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aire forzado.** Similar a la operación de enfriamiento ONAN, sin embargo, se adiciona una combinación de bombas y ventiladores. Por lo que, el aceite fluye a través del tanque a unos radiadores y a su vez los radiadores están enfriados por ventiladores.



**Figura 2.9 Enfriamiento tipo ONAN/ODAF/ODAF**

**OFAF.**

**Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento por aceite forzado y por aire forzado.** Utiliza una combinación de trabajo por ventiladores y bombas de aceite, por lo que presenta un mayor beneficio de enfriamiento cuando el transformador de potencia opera a toda su capacidad de trabajo.

**ONWN.**

**Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua.** Para estos transformadores se utiliza líquido aislante como medio de enfriamiento, sin embargo, circula agua a través de serpentines, mismos que se encuentran en contacto con el líquido aislante y es drenado a través de una bomba.

**OFWF.**

**Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada.** Sumergido en líquido aislante, sin embargo, el cambiador de calor es de tipo agua-aceite.

Es importante mencionar que en la actualidad la inclusión de los transformadores de potencia tipo seco evitan los riesgos de incendio y contaminación, ya que no utilizan aceite mineral como medio de enfriamiento. Las normas IEC-60076-2-1993 & IEC-60076-11-2004 clasifica el enfriamiento de acuerdo con la siguiente tabla:

**Tabla 2.3 Clasificación de enfriamiento de transformadores tipo seco.**

DESIGNACIÓN IEEE	DESIGNACIÓN IEC	DESCRIPCIÓN
AA	AN	Ventilado con enfriamiento natural
AFA	AF	Ventilado con enfriamiento por aire forzado
AA/FA	ANAF	Ventilado con enfriamiento natural y aire forzado
ANV	ANAN	Sin ventilación con enfriamiento natural
GA	GNAN	Sellado con enfriamiento natural

Fuente: Elaboración propia con información de CFE.

### 2.2.5. Conexión

#### a) Estrella-Estrella

La conexión Estrella-Estrella en el transformador de potencia representa que el devanado primario y el secundario se encuentran conectados en la misma conexión (Ver Figura 2.10). por lo que, su característica particular es la tensión de línea, la cual es 1.73 veces mayor que la tensión de fase. Sin embargo, presenta la desventaja donde los alimentadores conectados al transformador se encuentren desbalanceados (Secundario), por lo que las tensiones de las fases sufren desbalance. Por otra parte, no manifiesta oposición a los armónicos impares, específicamente en el tercer armónico, por lo que, la tensión del armónico en comento es mayor que la tensión fundamental. La solución al desbalance y contenido de armónico en la señal de tensión, es utilizando la técnica de conectar sólidamente a tierra el neutro primario del transformador. El beneficio de la técnica en comento, evita que se genere un incremento en la tensión al circular una corriente en el neutro, esto es una virtud de la componente del tercer armónico. Adicionalmente, proporciona una trayectoria de retorno para las corrientes de desbalance en la carga.

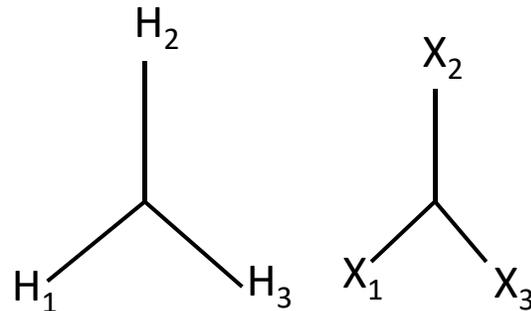


Figura 2.10 Conexión Estrella-Estrella

#### b) Delta-Delta

La conexión Delta-Delta en el transformador de potencia representa que el devanado primario y el secundario se encuentran conectados en la misma conexión (Ver Figura 2.11), por lo que, su característica particular es que la tensión de línea y la de fase, son iguales. Bloquea las secuencias cero entre los circuitos, sin embargo, presenta la desventaja de no proveer un aterrizaje seguro.

En contraparte, tiene la ventaja de conectar a los devanados sin desfaseamiento y no presenta problemas de cargas desbalanceadas o armónicas. Sin embargo, se utiliza con frecuencia para conectar sistemas de alumbrado monofásico intrínsecos a cargas trifásicas.

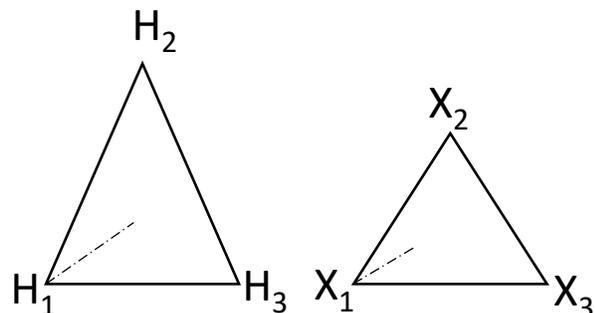
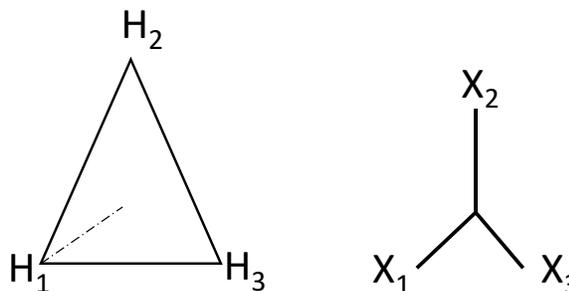


Figura 2.11 Conexión Delta-Delta

### c) Delta-Estrella

La conexión Delta-Estrella en el transformador de potencia representa que el devanado primario se encuentra conectado en delta, y, por otra parte, el devanado secundario se encuentra conectado en estrella (Ver Figura 2.12). Esta conexión es utilizada para subestaciones eléctricas de generación (Elevadoras), debido a que se dispone de un neutro en el secundario, es decir, se obtiene que la tensión de fase se limite a la tensión nominal del sistema. Presenta la ventaja de permitir conducir las secuencias cero entre los circuitos, además, provee un aterrizaje seguro para el circuito del secundario. Sin embargo, la tensión del devanado secundario atrasa treinta grados a la tensión en el devanado primario del transformador.

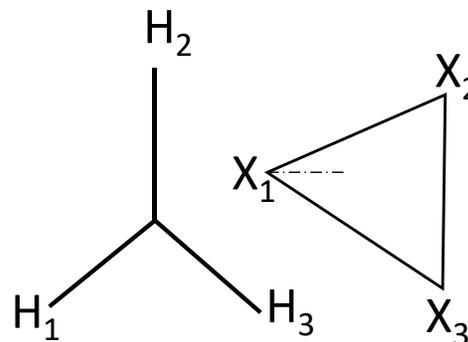


**Figura 2.12 Conexión Delta-Estrella**

### d) Estrella-Delta

La conexión Estrella-Delta en el transformador de potencia representa que el devanado primario se encuentra conectado en estrella, y, por otra parte, el devanado secundario se encuentra conectado en delta (Ver Figura 2.13). Esta conexión es utilizada para subestaciones eléctricas reductoras, por lo que se conecta al final de una línea de transmisión.

No se utilizan comúnmente en subestaciones eléctricas de distribución, derivado de que la conexión secundaria del transformador presenta la desventaja de no proveer un aterrizaje seguro para el circuito del secundario. Además, ayuda a minimizar los efectos propiciados por el tercer armónico de la señal de tensión, sin embargo, la tensión del devanado secundario atrasa treinta grados a la tensión en el devanado primario del transformador.



**Figura 2.13 Conexión Estrella-Delta**

## 2.3. Componentes

Las máquinas eléctricas estáticas se encuentran diseñadas e integradas por distintos componentes que de manera conjunta cumplen su función para una correcta operación en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

### 2.3.1 Circuito magnético (Núcleo)

El núcleo, es decir, el circuito magnético del transformador tiene por objeto mejorar el acoplamiento magnético entre los devanados ya que opera bajo el principio de inducción electromagnética, por lo que, entre mayor sea el flujo magnético que circular del devanado primario al devanado secundario da como resultado una alta eficiencia en operación de la máquina eléctrica estática.

Definitivamente, después de años de investigación y operación con material ferromagnético, se puntualizó que una pieza de hierro no muestra polaridad magnética definida, en virtud de que los dominios internos se encuentran dispuestos al azar en la estructura interna.

Por lo que, los investigadores desarrollaron un tipo de tecnología denominado acero eléctrico (ver Figura 2.15), estas pequeñas laminas utilizadas en el núcleo tienen un espesor entre 0.23 y 0.27 mm y presentan un dominio magnético orientado (grano orientado) o alineado con estas láminas de acero al silicio, se logra altas eficiencias al aumentar la resistividad del acero a fin de disminuir las pérdidas por histéresis o también conocida como corrientes parasitas.

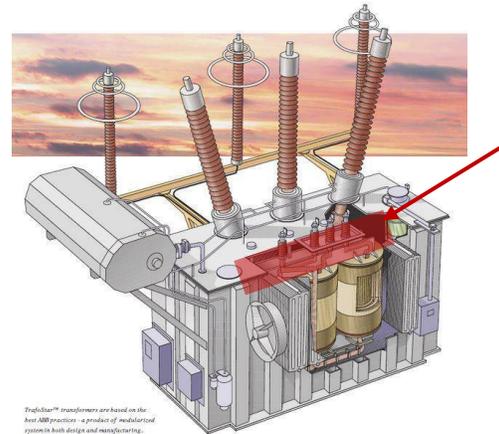


Figura 2.14 Núcleo

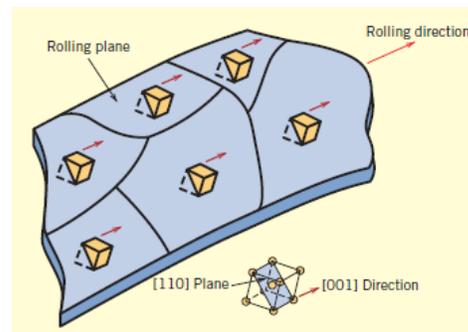


Figura 2.15 Acero al silicio

### 2.3.2 Circuito eléctrico (Devanados)

Los devanados, es decir, el circuito eléctrico, se encuentran conformadas por varias bobinas conectas (serie o paralelo) dependiendo del nivel de tensión de operación requerido y acoplados por un circuito magnético, tienen por objeto recibir un nivel de tensión y transformarlos a otros niveles mayores o menores, en virtud de los requerimientos del sistema, por lo que, se identifica el devanado primario como aquel que se encuentra conectado a la fuente de generación y el devanado secundario como aquel que se encuentra conectado a las cargas (Industrial, Comercial y/o Residencial):

#### I. Transformadores de potencia tipo columna.

- i. Bobinas tipo helicoidal. Pocas vueltas, alta corriente y baja tensión;
- ii. Bobinas tipo disco. Muchas vueltas, baja corriente y alto tensión; y
- iii. Bobinas tipo capa. Reguladoras y terciarios.

#### II. Transformadores de potencia tipo acorazado.

- i. Bobinas tipo galleta. Construcción plana y rectangular que permite obtener una alta capacitancia de ahí tiene una mejor capacidad de soportar transitorios electromagnéticos.



Figura 2.16 Bobinas tipo columna

### 2.3.3 Tanque

El tanque, es otro componente mecánico intrínseco al diseño de los transformadores de potencia, su principal objeto es contener al núcleo y los devanados energizados en distintos niveles de tensión. Más aún, sirve como estructura de montaje para los componentes adicionales y equipos de control que se refiere a lo largo de este capítulo (Ver Figura 2.17).

Derivado a su capacidad de operación, las mayorías de las máquinas eléctricas utilizan aceite mineral para preservar las temperaturas de operación en el núcleo y devanados, por lo que, su diseño debe soportar la presión de la expansión térmica del aceite aislante. De ahí que la Comisión Federal de Electricidad refiere que el tanque del transformador “no debe exceder 2 atmósferas (29.4 psi) de presión absoluta” (CFE, Manual, 2007) para evitar fracturas, fisuras o deformaciones permanentes.



**Figura 2.17 Tanque**

Asimismo, los transformadores de potencia que trabaja con líquido aislante como medio de enfriamiento, opera de manera conjunta con el **tanque conservador**. Este componente (Tanque Conservador) debe tener entre “el 10% y 20% de la capacidad del tanque principal” (CFE, Manual, 2007), toda vez que se presenta una expansión térmica en el líquido aislante debido a la temperatura, por lo que, en su conexión entre los tanques se conecta el Relevador Buchholz, regulando la presión de salida de los gases. Se observa en la Figura 2.17 en la parte superior el denominado tanque conservador montado en una estructura metálica.

### 2.3.4 Aislamientos

Son materiales tipo seco y húmedo que usualmente se utilizan en los transformadores de potencia para minimizar los esfuerzos dieléctricos provocados por los diversos niveles de tensión en operación, ya que facilitan un espacio dieléctrico entre las bobinas que se encuentran a diferente tensión en el circuito eléctrico. Es por ello que se clasifican en función de las componentes que se necesita aislar de la siguiente forma: I) Aislamiento mayor o principal; II) Aislamiento menor; III) Aislamiento entre fases.

De ahí que, el sistema de aislamiento que contiene el transformador de potencia se encuentra conformado de papel aislante, madera, porcelana, aceites sintéticos, entre otros (Ver Figura 2.18). Por mencionar los transformadores de potencia con material aislante tipo seco son utilizados principalmente en lugares donde no se pueden presentar derrames de líquidos.



**Figura 2.18 Aislamiento**

### 2.3.5 Boquillas

Este componente mecánico permite la conexión entre los devanados de la máquina eléctrica y las líneas de transmisión de la red eléctrica. Las terminales se encuentran energizadas en diversos niveles de tensión, por lo que, los conductores cruzan la pared del tanque, manteniendo su aislamiento con todos los elementos de fijación que forman parte de la boquilla (Ver Figura 2.19). En la especificación CFE 53000-95 se describen dos tipos de boquillas:



**Figura 2.19 Boquillas**

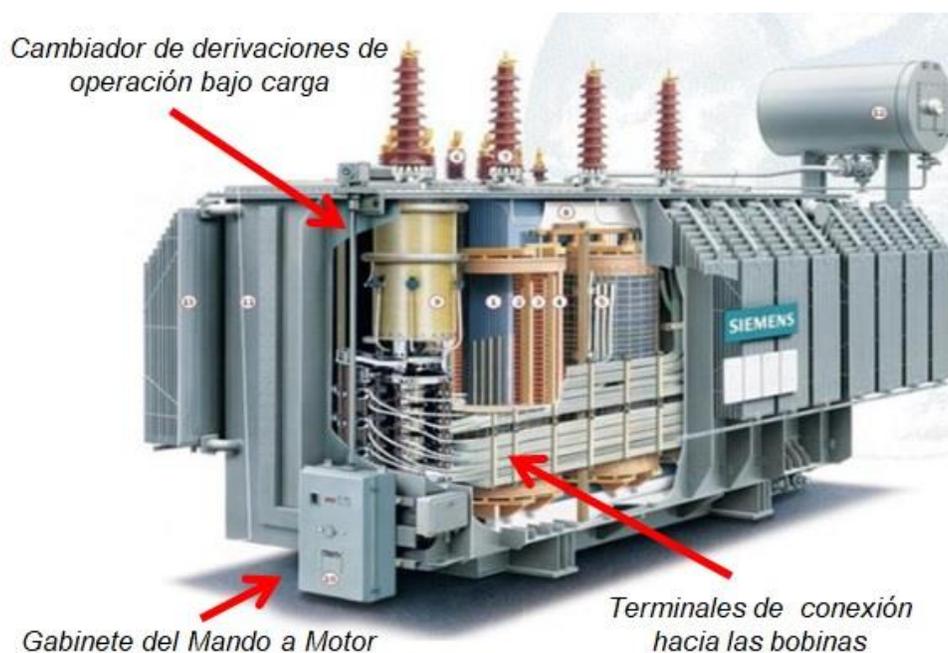
- Con papel impregnado de resina (RIP)
- Con papel impregnado en aceite (OIP)

### 2.3.6 Cambiadores de derivaciones

Este componente mecánico intrínseco al diseño de los transformadores de potencia, tiene por objeto modificar la relación de la tensión de la máquina eléctrica derivado de las condiciones de continuidad requerida por el Sistema Eléctrico de Potencia a consecuencia de un aumento o disminución en la demanda de las cargas.

En campo se presentan dos tipos:

- Cambiador de derivaciones con operación sin carga (TAPS sin carga DETC). Los TAPS DETC son ajustados en condiciones sin carga para poder llevar la tensión del secundario al nivel que es deseado. Además, suelen tener mucho menor costo en comparación con los TAPS con toma de carga. Finalmente, una de sus desventajas, es que no responde dinámicamente para ajustar la tensión a las condiciones de carga y caída de tensión.
- Cambiador de derivaciones con operación bajo carga. (TAPS bajo carga LTC). Los TAPS LTC permiten realizar ajustes en condiciones de plena carga (Ver Figura 2.20). Además, una de sus ventajas que se presentan es que permite realizar ajustes de manera dinámica de la tensión en condiciones de plena carga y caída de tensión.



**Figura 2.20 Cambiador de derivaciones**

### 2.3.7 Equipo Inertaire

Los transformadores de potencia son embarcados sin aceite a las Subestaciones Eléctricas donde realizará su trabajo, por lo que, el equipo Inertaire es utilizado para presurizar el tanque de la máquina eléctrica estática para evitar la entrada de oxígeno humedad y gases que afectan su funcionamiento. De ahí que, los equipos utilizados incrementan la vida rentable del transformador y minimiza el daño del aceite por medio de la presencia del nitrógeno, a una presión determinada.

## INERTAIRE

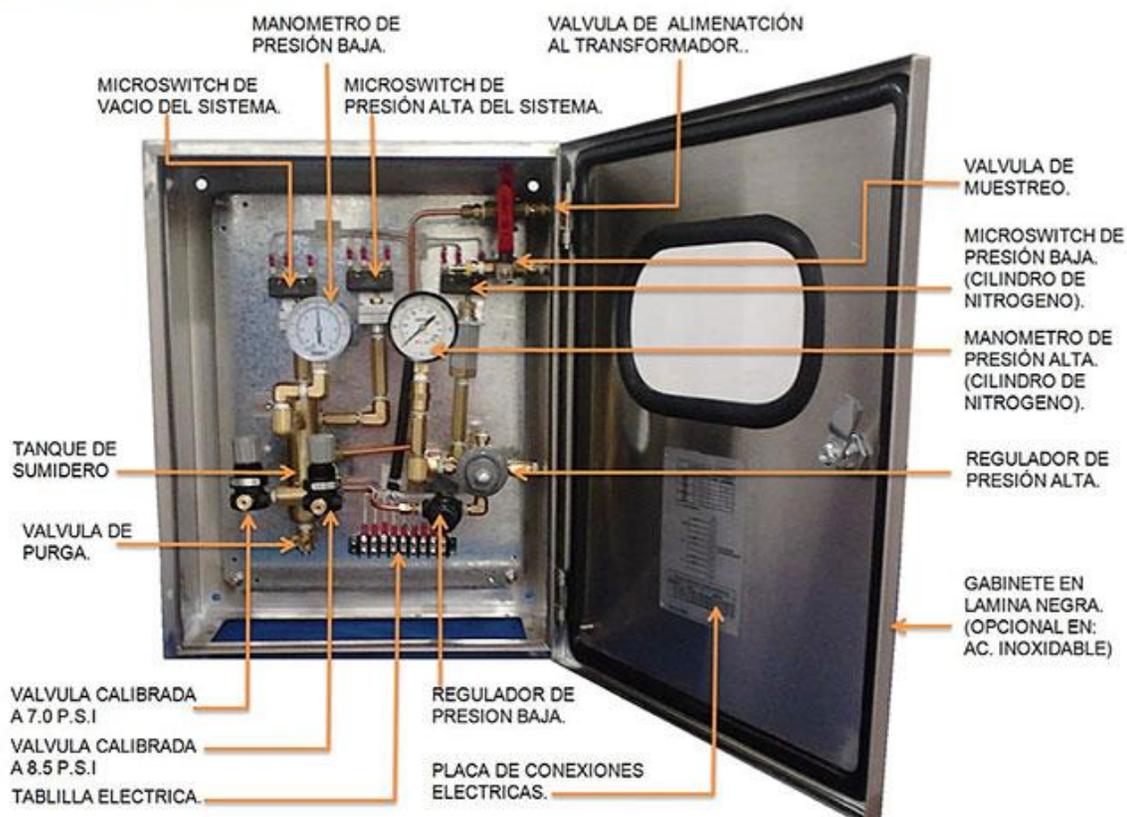


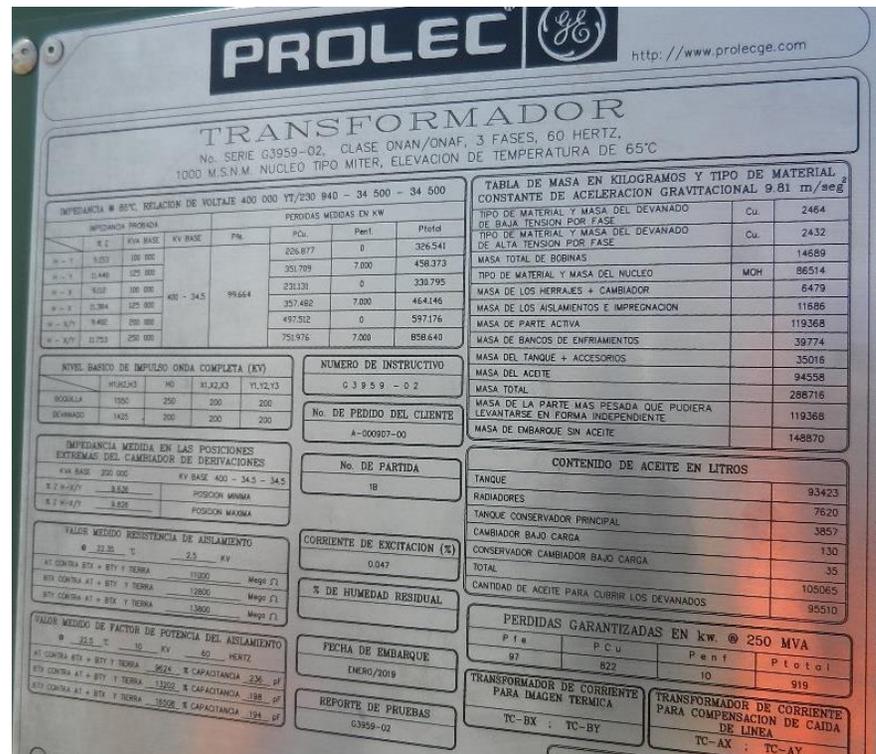
Figura 2.21 Equipo INERTAIRE

La CFE establece en los **Criterios** que, para el supuesto de vaciarse las botellas de nitrógeno, puede ocasionar que se presente un efecto de vacío en el tanque conservador, por lo que, como resultado de este supuesto se activa la protección Buchholz, se recomienda verificar el correcto funcionamiento del sistema Inertaire.

### 2.3.8 Placa de datos

Coloquialmente es el acta de nacimiento que contiene la información más importante del transformador de potencia, su ubicación se encuentra en un lugar visible y contiene por mencionar lo siguiente:

- Marca
- Número de serie;
- Potencias;
- Tensiones;
- Número de fases;
- Frecuencia;
- Tipo de enfriamiento;
- Impedancia probada;
- Diagramas de conexiones;
- Diagramas vectoriales;
- Pérdidas en kW;
- Resistencia de aislamiento;
- Factor de potencia de aislamiento;
- Contenido de aceite en litros;
- Pérdidas Garantizadas; y
- Tabla de Masa en kilogramos;



**PROLEC**  <http://www.prolecge.com>

**TRANSFORMADOR**  
No. SERIE G3959-02, CLASE ONAN/ONAF, 3 FASES, 60 HERTZ,  
1000 M.S.N.M. NUCLEO TIPO MITER, ELEVACION DE TEMPERATURA DE 65°C

IMPEDANCIAS PROBADAS				PERDIDAS MEDIDAS EN KW			
N.º	KV	W	PM	Pcu	Pent	Ptotal	
1	100	100	99.664	206.877	0	326.541	
2	100	100		351.709	7.000	458.373	
3	100	100		331.131	0	330.795	
4	100	100		357.482	7.000	464.146	
5	100	100		497.512	0	597.176	
6	100	100		751.976	7.000	858.640	

TABLA DE MASA EN KILOGRAMOS Y TIPO DE MATERIAL		
CONSTANTE DE ACELERACION GRAVITACIONAL 9.81 m/seg <sup>2</sup>		
TIPO DE MATERIAL Y MASA DEL DEVANADO DE BAJA TENSION POR FASE	Cu	2464
TIPO DE MATERIAL Y MASA DEL DEVANADO DE ALTA TENSION POR FASE	Cu	2432
MASA TOTAL DE BOBINAS		14689
TIPO DE MATERIAL Y MASA DEL NUCLEO	MCH	86514
MASA DE LOS HERRAJES + CAMBIADOR		6479
MASA DE LOS AISLAMIENTOS E IMPREGNACION		11686
MASA DE PARTE ACTIVA		119368
MASA DE BANCOS DE ENFRIAMIENTOS		39774
MASA DEL TANQUE + ACCESORIOS		35016
MASA DEL ACEITE		94558
MASA TOTAL		288716
MASA DE LA PARTE MAS PESADA QUE PUDIERA LEVANTARSE EN FORMA INDEPENDIENTE		119368
MASA DE EMBARQUE SIN ACEITE		148870

NIVEL BARRIO DE IMPULSO ONDA COMPLETA (KV)			
TIPO	NO	MOJAJE	TIPO
BOBINA	100	250	200
DEBARRIO	1400	300	200

IMPEDANCIAS MEDIDAS EN LAS POSICIONES EXTREMAS DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES			
KV BASE	KV BASE	POSICION MINIMA	POSICION MAXIMA
100	400 - 34.5		
100	400 - 34.5		

VALOR MEDIDO RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	
@ 22.0 °C	2.5 KV
AT CONTRA BT + BT Y TIERRA	1000 Mega Ω
BT CONTRA AT + BT Y TIERRA	1000 Mega Ω
BT CONTRA AT + BT Y TIERRA	1000 Mega Ω

VALOR MEDIDO DE FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO			
@ 22.0 °C	10 KV	60 HERTZ	
AT CONTRA BT + BT Y TIERRA	0.924	0.924	236 pf
BT CONTRA AT + BT Y TIERRA	0.924	0.924	236 pf
BT CONTRA AT + BT Y TIERRA	0.924	0.924	236 pf

PERDIDAS GARANTIZADAS EN KW @ 250 MVA			
Pcu	Pent	Ptotal	
97	822	10	919

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE PARA IMAGEN TERMICA  
TC-BX : TC-BY

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE PARA COMPENSACION DE CAIDA DE LINEA  
TC-AX : TC-AY

Figura 2.22 Placa de datos

## 2.4. Protecciones internas

De acuerdo con la Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad en los “**CRITERIOS DE AJUSTES PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES**”, establece las protecciones propias contenidas en el transformador (PCT) y las protecciones externas utilizadas (ver Tabla 2.4).

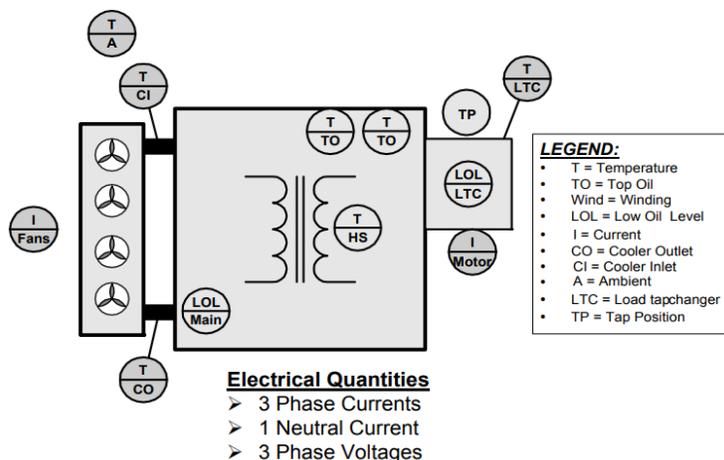
**Tabla 2.4 ABREVIATURAS ANSI DE PROTECCIONES INTERNAS**

<b>49T</b>	Relevador térmico de sobrecarga (Imagen térmica oTRO)
<b>63T</b>	Relevador Buchholz tanque principal
<b>63P</b>	Dispositivo de sobrepresión tanque principal
<b>26Q</b>	Disparo por sobre temperatura de aceite
<b>63PC</b>	Disparo por sobrepresión de cambiador
<b>63F</b>	Disparo por flujo de aceite en el cambiador
<b>PCT</b>	Protecciones propias contenidas en el transformador

**Fuente:** (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014)

\*PCT (49T, 63T, 63P, 26Q, 63PC Y 63F).

Todas estas abreviaturas de protecciones internas del transformador de potencia, también son mencionadas en distintas literaturas como “protecciones mecánicas”, las cuales se desarrollaron para mitigar la acumulación de gases y acumulación de presión, procedentes de arcos eléctricos que son ocasionados por fallas internas en la máquina eléctrica estática. Asimismo, el monitoreo térmico (ver Figura 2.23), se desarrolló por muchos años con objeto de verificar el sobrecalentamiento de la máquina “causado por la sobrecarga, sobreexcitación, armónicos y corrientes inducidas” (Hartmann, 2018).

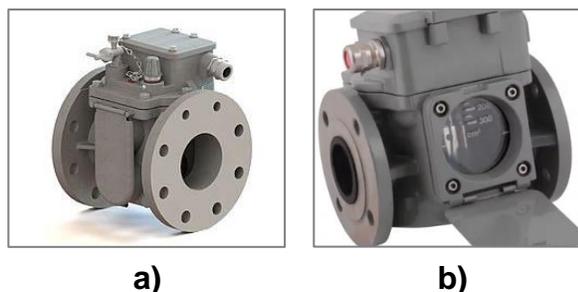


**Figura 2.23 Monitoreo de temperatura del transformador**

### 2.4.1 Relevador Buchholz (63T)

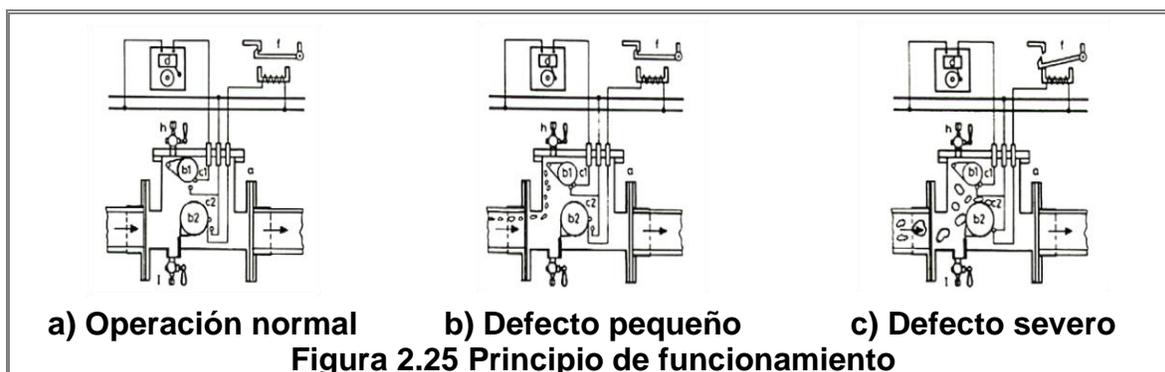
El relevador Buchholz es un componente (Mecánico-Eléctrico) intrínseco al sistema de protección propio del transformador de potencia, tiene por objeto monitorear las fallas imperceptibles que se presentan de manera interna en la máquina eléctrica estática, derivado de los arcos eléctricos que provocan ondas de presión, por la convección del líquido aislante. De ahí que, los actuales componentes generan una alarma acústica u óptica para notificar la detección de los síntomas de perturbación; y, para supuestos más severos, su desconexión del Sistema Eléctrico de Potencia derivado de una sobrecarga en el sistema.

Los relevadores están compuestos por dos flotadores con sus pertinentes contactos de cierre y una diminuta mirilla que permite inspeccionar el gas para juzgar la naturaleza del defecto por el color (ver b) Figura 2.23). Además, presentan componentes más complejos que incluyen un receptáculo de captación de los gases contenidos en el aceite y un sensor que dispone de dos salidas analógicas; y, de una salida digital SCADA para una comunicación en serie (CFE, CFE Distribución, 2008).



**Figura 2.24 Relevador buchholz**

El principio de funcionamiento inicia en el contenedor “a” lleno de aceite con dos flotadores “b1” y “b2”; uno de alarma y otro de disparo; por lo que, el flotador de la alarma depende del nivel de aceite en el contenedor; y el flotador de disparo o desconexión obedece al caudal de aceite o gas que circulan desde el tanque del transformador al depósito de tanque conservador (ver Figura 2.24).

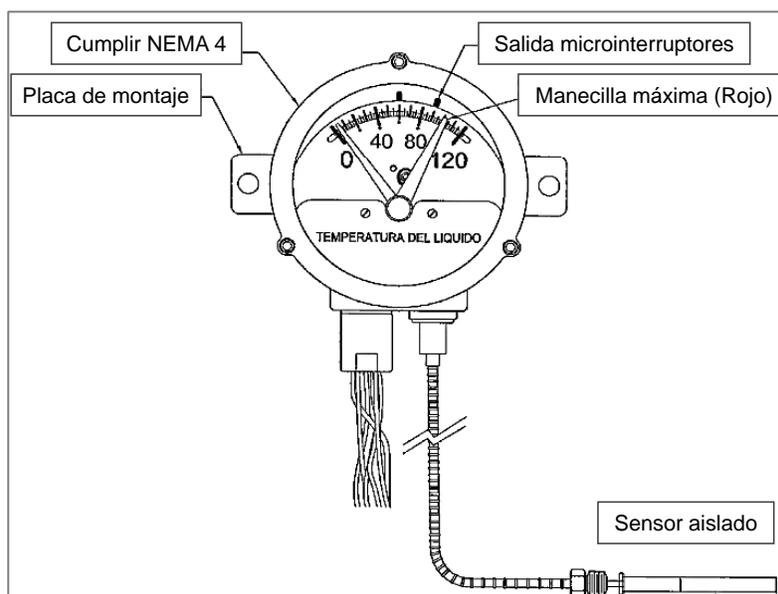


**Figura 2.25 Principio de funcionamiento**

### 2.4.2 Indicador de temperatura del aceite (26Q)

El indicador es un componente (Mecánico-Eléctrico) intrínseco al sistema de protección propio del transformador de potencia, tiene por objeto indicar la temperatura del nivel superior del aceite que se presentan de manera interna en la máquina eléctrica estática o derivado de sobrecargas, sobreexcitación, armónicos, por mencionar algunos ejemplos. De ahí que, los actuales indicadores presentan dos interruptores, los cuales son utilizados para generar una alarma acústica, a fin de advertir al personal de operación que el transformador de potencia se encuentra trabajando a altas temperaturas y/o para ejecutar acciones del sistema de enfriamiento con aire forzado mediante el control de los ventiladores.

El indicador está compuesto por un sensor de temperatura (aislado), el cual se extiende por la parte superior interna del tanque y es sujetado únicamente con la fuerza ejercida por una tuerca metálica (ver Figura 2.25). Asimismo, el indicador tiene una caratula graduada en grados Celsius ( $^{\circ}\text{C}$ ) con las cuales se indica con una aguja roja el nivel alcanzado y una aguja amarilla o blanca para indicar la temperatura del nivel superior del aceite. Además, se fija directamente en la placa externa del tanque únicamente con la fuerza ejercida de tornillos mediante placas de montaje. Este elemento realiza su trabajo operativo de manera externa, por lo que debe soportar las adversidades del medio ambiente donde se instale.

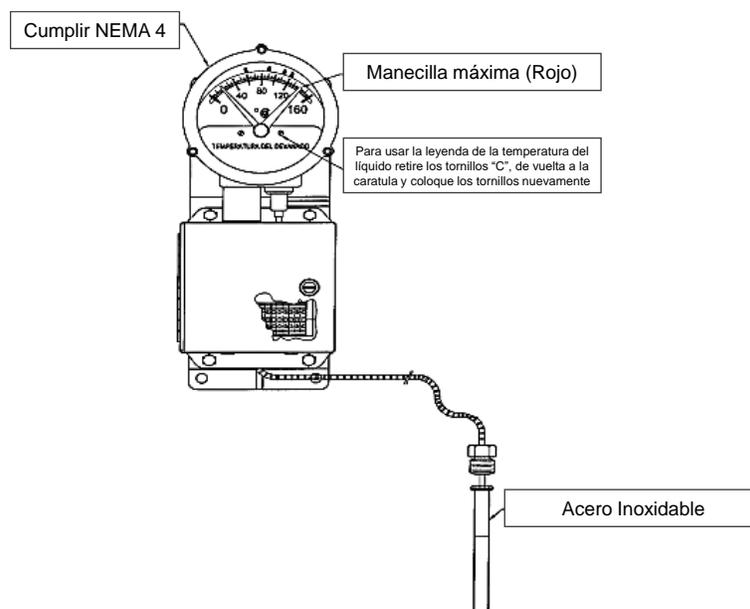


**Figura 2.26** Indicador de temperatura del aceite

### 2.4.3 Indicador de temperatura del devanado (49T)

El indicador es un componente (Mecánico-Eléctrico) intrínseco al sistema de protección propio del transformador de potencia, tiene por objeto indicar la temperatura máxima alcanzada que se presentan en los devanados de manera interna en la máquina eléctrica estática, las cuales convergen derivado de sobrecargas, sobreexcitación, armónicos, por mencionar algunos ejemplos. De ahí que, los actuales instrumentos cumplen con diferentes funciones: I) Operar un circuito de alarma y/o disparo de protección; II) Indicar la temperatura máxima interna en el devanado del transformador; y, III) Ejecutar acciones del sistema de enfriamiento con aire forzado mediante el control de los ventiladores.

El indicador está compuesto por un elemento bimetálico y una bobina calefactora, la cual se encuentra encargada de calentar el elemento a la temperatura del punto que presente una mayor convección de calor en los devanados del transformador (ver Figura 2.26). Asimismo, el indicador tiene una caratula graduada en grados Celsius ( $^{\circ}\text{C}$ ) con las cuales se indica con una aguja el nivel máximo alcanzado y otra aguja con distinto color para indicar la temperatura del devanado. Igualmente, se fija directamente en la placa externa del tanque únicamente con la fuerza ejercida de tornillos mediante placas de montaje. Este elemento realiza su trabajo operativo de manera externa en campo, por lo que debe soportar las adversidades del medio ambiente donde se instale.



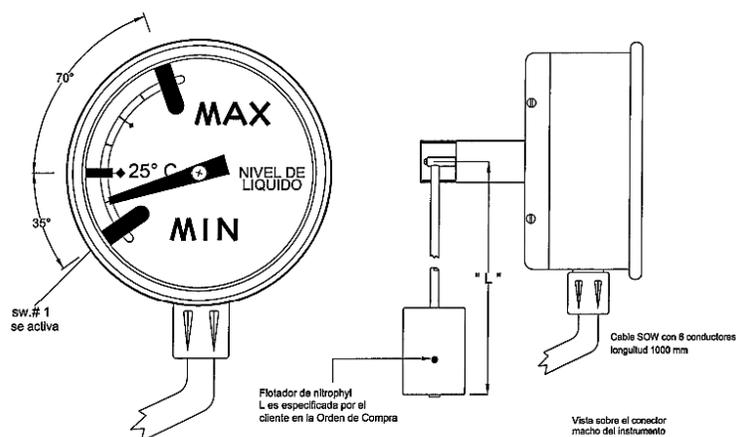
**Figura 2.27 Indicador de temperatura del devanado**

#### 2.4.4 Indicador de nivel de aceite (71Q)

El indicador es un componente (Mecánico-Eléctrico) intrínseco al sistema de protección propio del transformador de potencia inmersos en líquido aislante, tiene por objeto indicar el nivel de aceite aislante en el tanque y en los comportamientos asociados que se presentan de manera interna en la máquina eléctrica estática o derivado de los arcos eléctricos que provocan ondas de presión, por la convección del líquido aislante. De ahí que, los actuales indicadores son utilizados para generar una alarma acústica, a fin de advertir al personal de operación que el transformador de potencia se encuentra trabajando con un nivel de aceite demasiado bajo y/o para supuestos más severos su desconexión del Sistema Eléctrico de Potencia.

El indicador está compuesto por un brazo flotante (magnético) que se introduce en el tanque conservador y en la parte externa del transformador de potencia se encuentra la aguja indicadora acoplada a un magneto (ver Figura 2.27). Asimismo, el indicador tiene una caratula graduada en grados Celsius (°C) con puntos de nivel alto y bajo para dar seguimiento a los cambios de nivel de aceite derivado de su expansión y contracción por los cambios de temperatura. Igualmente, se fija directamente en la placa externa del Transformador únicamente con la fuerza ejercida de tornillos mediante placas de montaje. Este elemento realiza su trabajo operativo de manera externa en campo, por lo que debe soportar las adversidades del medio ambiente donde se instale.

Un bajo nivel de aceite sin ser atendido provoca un aumento en la temperatura del transformador de potencia, lo que ocasiona una fatiga en el sistema de aislamiento propiciando una falla interna más severa y reduciendo su vida operativa



**Figura 2.28 Indicador de nivel de aceite**

### 2.4.5 Válvula de sobrepresión (63P)

La válvula de sobrepresión es un componente intrínseco al sistema de protección propio del transformador de potencia inmersos en líquido aislante, tiene por objeto liberar las presiones peligrosas que se presentan de manera interna en la máquina eléctrica estática derivado de los arcos eléctricos que provocan ondas de presión, por la convección del líquido aislante, por mencionar un ejemplo.

De ahí que, las actuales válvulas son utilizadas para generar una alarma acústica, a fin de advertir al personal de operación que el transformador de potencia se encuentra trabajando con un nivel de sobrepresión y/o para supuestos más severos son utilizados para la desconexión del transformador de potencia en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Es por ello que la presión anormal generada por una falla severa es suficiente para generar daños en el tanque, por lo que, con este elemento se calibra a fin de operar a una presión determinada para evitar daños o deformaciones en los componentes internos de la máquina eléctrica al liberar la presión interna.

Se presentan dos tipos de válvula de sobrepresión de diafragma y resorte. El primero se rompen en el supuesto de que la sobrepresión ha sido liberada, por lo que se deben de renovar por un elemento nuevo. El segundo (tipo resorte) presenta reposición automática, por lo que, se cierra de nuevo en el supuesto de que la sobrepresión ha sido liberada. Por otra parte,



Figura 2.29 Válvula de sobrepresión



## Capítulo 3. Fundamentos de protección

*“Nunca consideres el estudio como una obligación sino como una oportunidad para penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber.”*

∞ Albert Einstein (1879 – 1955) † ∞

---

### 3.1 Criterios Generales

Previamente a este capítulo, se ha planteado de manera particular el funcionamiento de los principales componentes que conforman al transformador de potencia. En el presente capítulo se subraya al lector, las protecciones eléctricas de los transformadores de potencia para los supuestos de fallas eléctricas.

Una de las constantes incógnitas que se han realizado los investigadores, especialistas, ingenieros y técnicos dedicados al sector eléctrico es: ¿Qué es lo que puede provocar que el transformador falle? En respuesta, el M. en C. Rodrigo Ocón explica que “existen muchas razones, en realidad hay muchas situaciones” (Ocón Valdez, IEM, 2020, 9m,30s), sin embargo, las causas más típicas, es decir, “las que tienen un mayor porcentaje de ocurrencia” (Ocón Valdez, IEM, 2020, 9m,40s) en los Sistemas Eléctrico de Potencia son:

- **“Disturbios eléctricos.** Las sobre-tensiones de línea son una de las causas número uno de fallas en transformadores. Incluye los impulsos por maniobra, picos de tensión, fallas de línea a tierra o descargas atmosféricas en la línea” (Ocón Valdez, IEM, 2020, 9m50s), siendo estos disturbios eléctricos una de las principales causas, por la que, el Transformador de Potencia tiene fallas.
- **“Deterioro del aislamiento.** Existen factores responsables del deterioro del aislamiento: pirolisis (sobre-calentamientos), oxidación y humedad” (Ocón Valdez, IEM, 2020, 10m30s).
- **“Sobrecarga.** Fallas atribuibles sólo a aquellos transformadores con una carga que excede considerablemente a la especificada en la placa de datos” (Ocón Valdez, IEM, 2020, 11m15s).

De ahí que, la correcta operación de los sistemas de protección, únicamente opera para bloquear la zona donde se presenta la falla dentro del Sistema Eléctrico de Potencia y da como resultado la continuidad en el servicio eléctrico, afectando a pocos equipos en tiempos muy cortos para la disipación de fallas.

### 3.2 Protección de transformadores por relevadores

Actualmente, la función primordial de la protección de transformadores por relevadores digitales, es actuar de manera instantánea a fin de disipar la falla y restaurar el servicio dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); en el supuesto de una falla o cortocircuito.

Es por ello que la protección de transformadores de potencia mediante relevadores digitales es una de las principales actividades al momento de realizar el diseño de subestaciones eléctricas. Por lo que, al referir que los “relevadores de protección multifunción del tipo microprocesado” (CFE, Especificación CFE G0000-81, 2011) “Protegen”, se debe comprender que, junto a otro equipo, ayudan a disminuir los daños ocasionados por una falla; y dar continuidad en el servicio.

Las señales que recibe el interruptor de potencia de los relevadores, son configuradas de acuerdo a los manuales y especificaciones que proporciona las empresas diseñadoras de los relevadores y los propios investigadores e ingenieros de campo que laboran con los equipos en comento. La protección del transformador de potencia que operan en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se clasifica en cuatro tipos de protecciones:

- **Protecciones preventivas.** Funcionan para notificar al respecto de una anomalía que ocasione en un futuro una falla en el equipo. Se instalan de manera externa al transformador de potencia y se utilizan los parámetros monitoreados constantemente para evaluar su variación.
- **Protecciones Internas de los equipos.** Funcionan para notificar al respecto de una anomalía que ocasione en un futuro una falla en el equipo. Se instalan de manera interna al transformador de potencia, además, son diseñadas de fábrica y se utilizan los parámetros monitoreados constantemente para supervisar las condiciones de operación.
- **Protecciones Primarias del transformador (PT1).** Funcionan en condiciones de operación de manera instantánea para supuestos de cortocircuito o falla. Se encuentran establecidas para liberar el mínimo número de elementos (Ej. Transformadores) necesarios para aislar la falla.
- **Protecciones Secundarias o de respaldo del transformador (PT2).** Funcionan en condiciones de operación de manera instantánea para supuestos en el que falle la protección primaria del transformador.

### **3.3 Características de operación de la protección por relevadores**

La composición de la protección del transformador de potencia por relevadores es un área muy particular y de suma importancia en el Sistema Eléctrico Nacional, misma que con el paso del tiempo ha evolucionado respecto a las soluciones de protección mediante relevadores electromecánicos, por lo que, las protecciones por “relevadores de protección multifunción del tipo microprocesado” (CFE, Especificación CFE G0000-81, 2011) presentan las siguientes características funcionales:

#### **3.3.1 Sensibilidad**

Los equipos destinados a la protección del transformador de potencia deben ser lo suficientemente sensibles para que funcione de manera segura en el supuesto de falla o CortoCircuito, y produzca la tendencia de funcionamiento mínimo dentro de su zona de protección previamente establecida.

#### **3.3.2 Selectividad**

Los equipos destinados a la protección del transformador de potencia deben ser lo suficientemente selectivos, es decir, se requiere que actúen de manera segura en el supuesto de falla o CortoCircuito, entre todas las distintas protecciones y opere dentro de su zona de protección previamente establecida.

#### **3.3.3 Velocidad**

Los equipos destinados a la protección del transformador de potencia deben actuar de manera inmediata, es decir, se requiere que libere la falla de manera instantánea en el supuesto de falla o CortoCircuito, ya que estas (fallas) podían ocasionar, por ejemplo, elevaciones de temperatura o esfuerzos mecánicos; entre otros.

#### **3.3.4 Confiabilidad**

Los equipos destinados a la protección del transformador de potencia deben ser lo suficientemente fiables, es decir, se requiere la certeza que actuaran en el supuesto de falla o CortoCircuito, entre todas las distintas protecciones y opere dentro de su zona de protección previamente establecida.

#### **3.3.5 Redundancia**

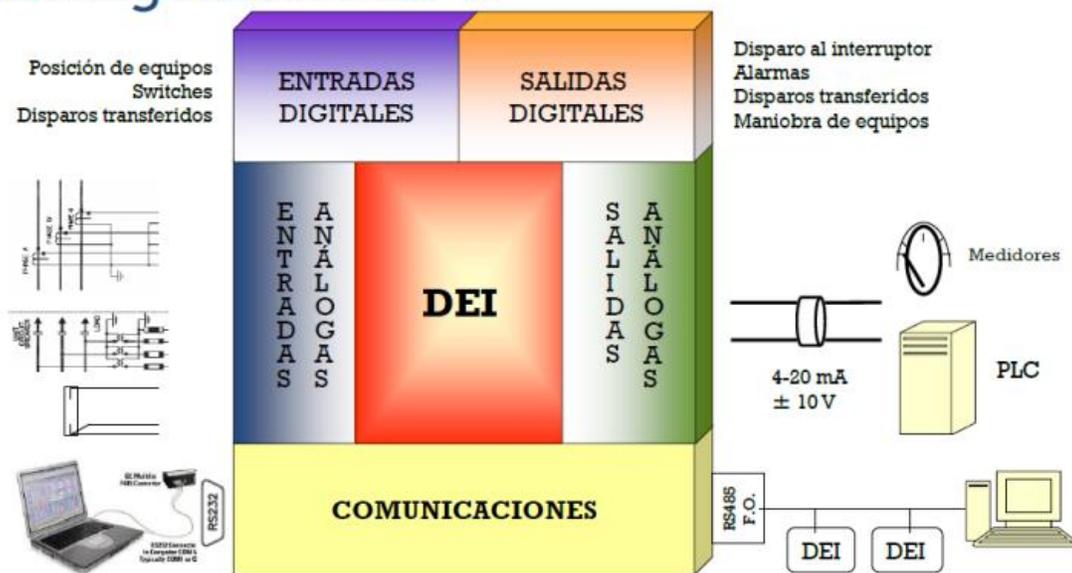
Los equipos destinados a la protección del transformador de potencia deben ser redundantes, para que funcione de manera segura en el supuesto de falla o CortoCircuito, entre todas las distintas condiciones y opere dentro de su zona de protección previamente establecida.

### 3.4 Relevador de Protección

Los actuales relevadores de protección basan su operación en microprocesadores, estos han sufrido una considerable evolución tecnológica de operación y tecnológica de construcción.

El principal funcionamiento de los DEI's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) se puede observar en la siguiente imagen (Ver Figura 3.1). Las entradas analógicas provienen de los instrumentos de medición se convierten en señales digitales. Los DEI's constantemente se encuentra monitoreando las entradas digitales de tal forma que, en el supuesto de falla, las salidas digitales transfieren señales que son utilizadas para el disparo del interruptor de potencia a fin de proteger al elemento a proteger en el supuesto de una falla.

## Dispositivos Electrónicos Inteligentes: DEI's

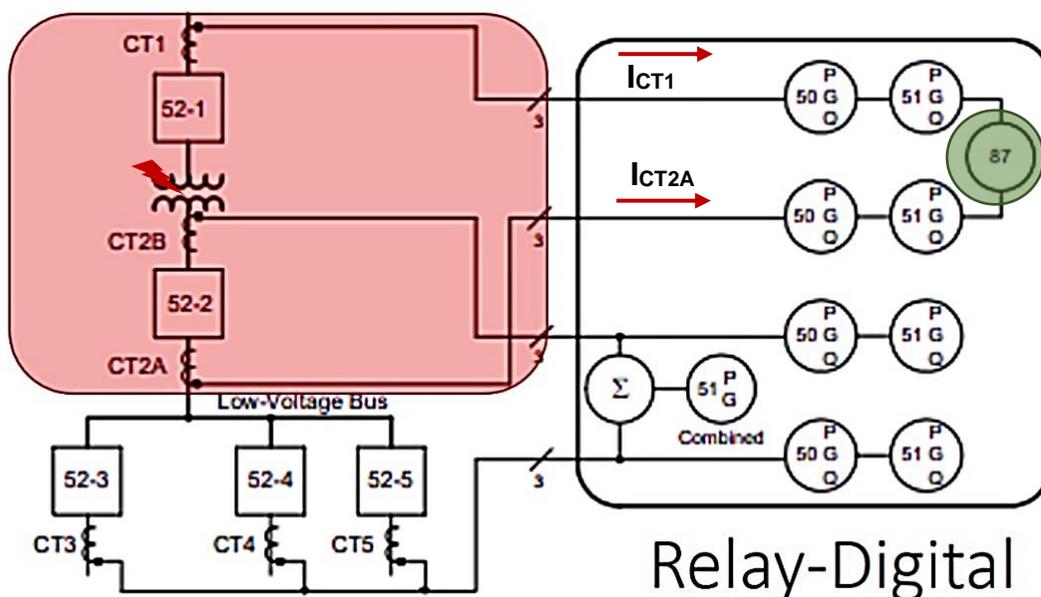


**Figura 3.1 Dispositivos Eléctricos Inteligentes (DEI's)**

La principal finalidad de los relevadores es proporcionar una señal que desconecte al transformador de potencia en el supuesto de una falla de manera instantánea. Es decir, Relevadores de Protección deben ser capaces de detectar las fallas dentro de la zona de protección, misma que es establecida en condiciones normales para proteger al transformador de potencia, en el supuesto único en que la señal de entrada supera la señal previamente ajustada por los Ingenieros Eléctricos.

### 3.5 Zonas de Protección

En lo particular, todos los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se encuentran divididas por los mismos elementos que lo conforman (Generadores, Transformadores, Barras, Líneas de Transmisión y Distribución). Se observa en la Figura que los interruptores de potencia (ANSI 52) están localizados en las conexiones de cada uno de los extremos del transformador. Es por ello que, para cualquier supuesto de falla dentro de la zona de protección, se producirá de manera instantánea una señal de disparo de los interruptores dentro de esa zona de protección, a fin de liberar el transformador de la falla.



**Figura 3.2 Zona de protección**

Las fallas en los transformadores de potencia normalmente se originan por condiciones externa o internas, es decir, problemas eléctricos o mecánicos. De ahí que, los esquemas de protección usados dependan del tipo de falla que se presente en la máquina eléctrica estática.

La zona de protección se encuentra delimitada únicamente por los instrumentos de medición, como se observa en la imagen (Figura 3.2). En la parte color roja se presentan la zona de protección de un supuesto transformador de potencia delimitado por los instrumentos de medición CT1 y CT2A que son utilizados por el relevador de protección digital para recoger información en tiempo real y proteger al transformador de potencia en caso de una diferencial de corriente que se producen derivado de una supuesta falla interna en la máquina eléctrica estática.

### 3.6 Fallas en transformadores de potencia

La falla de un transformador de potencia, implica la pérdida de la continuidad del servicio eléctrico dentro de lo Sistemas Eléctricos. Por otro lado, una desconexión inmediata en el transformador de potencia, propicia un daño mínimo en la máquina, en virtud de la velocidad de respuesta de la protección en el supuesto de una falla.

Los ingenieros eléctricos utilizan métodos de protección en función al tipo de falla y la capacidad máxima operativa del transformador de potencia. Los transformadores de potencia presentan el riesgo de sufrir daños durante su operación en el Sistema Eléctrico, derivado de una falla interna; en la cual no opere la protección. Se obtiene como resultado un incendio y/o explosión para los supuestos transformadores de potencia que se encuentran enfriados mediante líquido aislante mineral.

El 2 de septiembre de 2022 en la provincia de Flevoland, Países Bajos se presentaron fallas en Subestaciones Eléctricas, de tal forma que la falla entro franca a la Subestación Eléctrica de manera que las protecciones eléctricas no actuaron; por lo que, se presentó un incendio en la bahía de operaciones que obligo a realizar cortes de energía (Ver [Video 1](#) & [Video 2](#) ).

Las fallas internas en los transformadores de potencia, representan un riesgo en la vida útil de la máquina eléctrica estática; la detección de fallas internas se puede observar mediante el incremento en la intensidad de corriente de operación, en la formación de gases en consecuencia de una falla interna y/o en el calentamiento interno del mismo, por lo que se identifican las siguientes fallas

#### 3.6.1 Fallas internas

- Devanados (Humedad, sobrecalentamiento, vibraciones, picos de tensión y/o estrés mecánico debido a fallas interiores).
- Cambiador de derivaciones bajo carga (Mal funcionamiento del mecanismo de conmutación mecánico, contactos de carga de alta resistencia, desgaste de los aislamientos, contaminación del aceite aislante, sobrecalentamiento).
- Problemas en el núcleo (Daño en el aislamiento del núcleo, las laminaciones se encuentran en corto circuito, calentamiento en el núcleo, conexiones a tierra abiertas en el equipo).
- Bushing (Envejecimiento general, contaminación, agrietamiento, humedad interna, pérdidas en aceite).

#### 3.6.2 Fallas externas

- Condiciones anormales de operación (Sobrecarga, Sobre flujo, Fallas entre fases en el Sistema Eléctrico y/o falla a tierra).
- Diversas (Problemas con los TC's, fugas de aceite, contaminación del aceite por: partículas metálicas, sobrecargas, sobretensiones).

### 3.7 Instrumentos de Medición

Los relevadores son accionados por señales de corriente y tensiones suministrada por los instrumentos o equipos de medición: 1) Transformadores de corriente (TC's), y 2) Transformadores de potencial (TP's). En virtud de que se maneja altos valores de tensión y corriente en el devanado primario y secundario del transformador de potencia, los instrumentos de medición actúan como medio para que se tenga magnitudes proporcionales y los relevadores puedan operar en tensiones y corriente relativamente bajas.

Generalmente se encuentran en el gabinete de control las tabllas (terminales de los dispositivos), los controles de los ventiladores de enfriamiento, las alarmas, las señales de los transformadores de corriente, entre otros. Los relevadores diferenciales presentan la tendencia de operar de manera inadecuada en presencia de la corriente de magnetización, conocida como INRUSH.

Su aplicación implica su construcción mecánica, tipo de aislamiento (líquido o seco), relación en los valores de corriente y tensión, clase de aislamiento, nivel de impulso, conexiones, precisión y condiciones de servicio (Ver Figura 3.2).



Figura 3.3 Instrumento de medición TC's Tipo pedestal

### 3.7.1 Transformadores de corriente

Los TC's son instrumentos de medición generalmente en construcción tipo dona o ventana, se instalan en las boquillas del transformador de potencia o de manera independiente. Los tipos dona son menos costosos, asimismo, también se presentan los tipos pedestal que difieren en su diseño y construcción respecto al tipo boquilla (Ver Figura 3.3). Su propósito es emitir una señal de corriente proporcional a la corriente del transformador de potencia para medición, facturación y protección. (Ver Especificación [CFE VE100-13](#))

### 3.7.2 Transformadores de potencial

Los TP's son instrumentos de medición se instalan en las boquillas del transformador de potencia o también se presentan los tipos pedestal que difieren en su dimensión respecto al tipo boquilla. Su propósito es emitir una señal de corriente proporcional a la corriente del transformador de potencia para medición, facturación y protección. (Ver Especificaciones [CFE VE000-38](#) y [CFE VE100-29](#)).

## 3.8 Corrientes de INRUSH

Este fenómeno únicamente ocurre cuando se energiza el transformador de potencia y el núcleo se magnetiza (Inrush inicial), también se le conoce como la corriente de magnetización. La trayectoria en investigación respecto a este fenómeno demuestra que su magnitud puede alcanzar los valores típicamente de 8 a 12 veces su corriente nominal. Por otra parte, también se demuestra que los elementos que influyen en el tiempo y magnitud de la corriente de magnetización son: la capacidad del transformador, la altitud (m.s.n.m), el tipo de aleación usada en el núcleo del transformador, la resistencia en el sistema eléctrico desde la fuente al transformador, la capacidad del sistema de potencia, su densidad de saturación, el nivel de flujo residual del transformador y la forma en que es energizado, por mencionar algunos factores que tienen una trayectoria en investigación al respecto en la duración de la corriente de magnetización en el transformador de potencia.

En los supuestos donde el transformador de potencia es energizado por primera vez, se pueden alcanzar valores de 8 a 30 veces la corriente nominal, por lo que, se recomienda bloquear las protecciones instantáneas de fases en el esquema de protección. Posteriormente a la energización por vez primera se debe habilitar en operación las funciones de instantáneo de fases en el esquema de protección 50H. Las condiciones de Inrush de un transformador de potencia, propician distorsiones en las corrientes diferenciales, las cuales causan una falsa operación del relevador diferencial, en virtud de la saturación del núcleo de los instrumentos de medición.

### 3.9 Protecciones Eléctricas mediante relevadores de protección

#### 3.9.1 Protección diferencial

La primera comprensión de los relevadores diferenciales de transformadores, radica en que funcionan mediante el procesamiento de los valores de corriente comparados. Es decir, una diferencia de intensidad de corriente es señal inequívoca de un fallo dentro de la zona de protección (Ver Figura 3.4). La protección diferencial es ampliamente recomendada en esquemas de protección primaria dentro de los Sistemas Eléctricos.

La protección diferencial es muy utilizada para los transformadores de potencia ya que detecta los supuestos de falla que se producen de manera interna, o los supuestos de falla que se producen de manera externa en la zona de protección.



**Figura 3.4 Protección diferencial**

La corriente de operación ( $I_{op}$ ) se obtiene de la adición de los fasores de las corrientes que se encuentran funcionando entre el transformador de potencia.

$$I_{op} = I_{w1} + I_{w2}$$

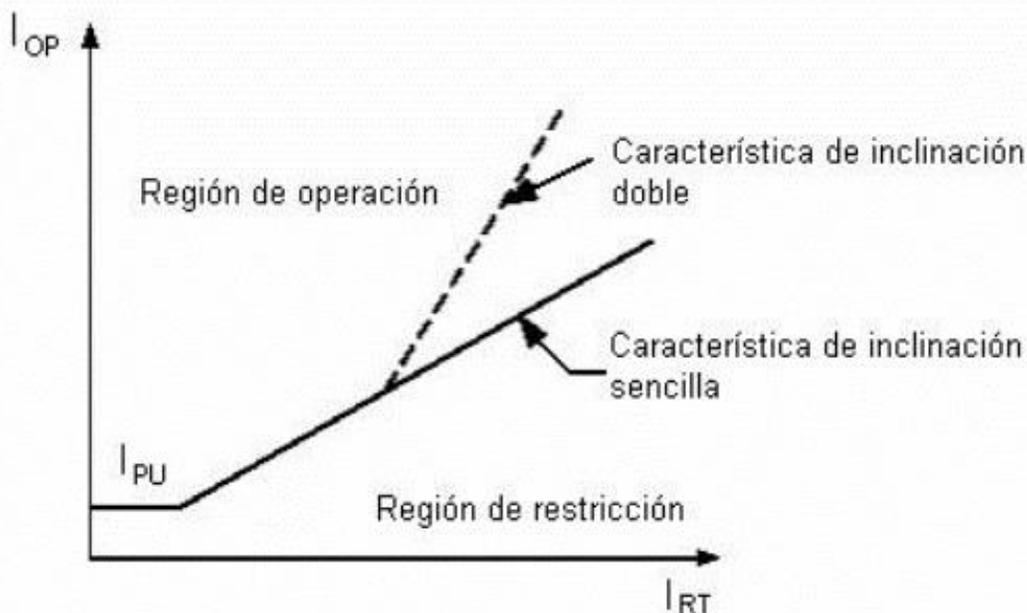
La corriente de operación ( $I_{op}$ ) es proporcional a la corriente de falla, para los supuestos de fallas internas, gracias a la actuación de los instrumentos de medición (CT1 & CT2) que proporcionan una misma corriente, el relevador digital puede detectar las fallas que se presentan de manera internas, como el resultado de la diferencia de la suma de las corrientes que alimentan la falla.

### 3.9.2 Protección diferencial con restricción de pendiente

La protección diferencial de restricción, genera una señal de disparo, en el supuesto donde la corriente de operación  $I_{op}$  es mayor que la corriente de restricción  $I_{RT}$

$$I_{op} > ISLP I_{RT}$$

Se observa en la Figura 3.3 las características típicas de operación de un relevador diferencial digital que genera una señal de disparo a la bahía de proceso donde se encuentra el interruptor de potencia. En primer lugar, se tiene un valor mínimo de corriente en por unidad  $I_{pu}$  con respecto a la corriente de restricción  $I_{RT}$  esa área por debajo de la línea recta horizontal es la corriente mínima del relevador.



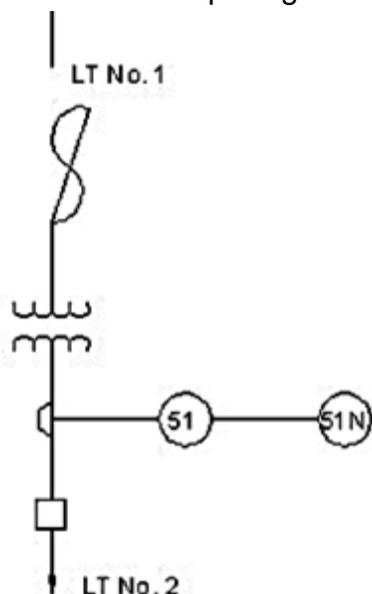
**Figura 3.5 Protección diferencial restricción de pendiente**

La región de operación del relevador se observa en la Figura 3.5, como el área sobre la línea denominada "Características de inclinación". Se muestra, además, una seguridad adicional en la protección en los supuestos de fallas externas de saturación del instrumento de medición (TC's), las líneas punteadas fueron propuestas por Ingenieros Eléctricos para incrementar la seguridad de saturación.

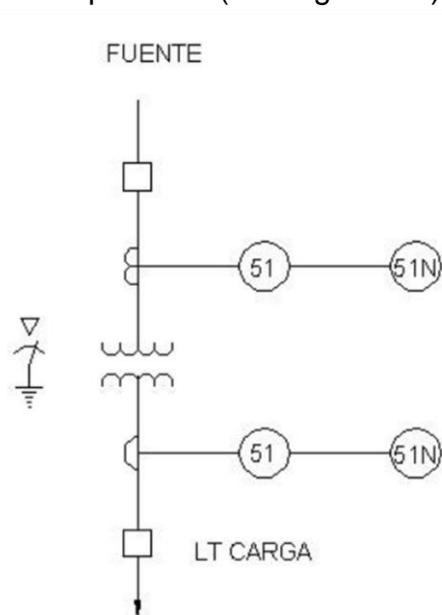
Los relevadores diferenciales con retención armónica son utilizados para las corrientes inrush que contienen elevados porcentajes de corrientes armónicas. Por lo que, tenemos a la componente fundamental separada por medio de filtros de tal forma que se facilita la opción de realizar bloqueos para fallas operada por armónicos.

### 3.9.3 Protección sobrecorriente

La protección contra sobrecorriente es utilizada como respaldo contra altas corrientes de fallas y sobrecargas excesivas, independiente a los límites térmicos establecidos ([Ver Protecciones Internas](#)). En transformadores menores a 5 MVA y conectados en baja tensión en el devanado primario se utiliza protección primaria con fusibles de potencia; a fin de ahorrar en utilizar un interruptor de potencia en el primario del transformador. de potencia (Ver Figura 3.4). Sin embargo, en mayores potencias de 7.5 MVA y conectados en alta tensión, se recomienda utilizar como protección de respaldo los relevadores digitales de sobrecorriente ya que para ambos devanados se protegen con interruptores de potencia (Ver Figura 3.5).



**Figura 3.6 Protección Primaria mediante fusible de potencia**



**Figura 3.7 Protección Respaldo mediante relevador digital.**

Es por ello que no debe instalarse únicamente como un medio de protección de los sistemas contra sobrecargas. Por lo que los ajustes del relevador que se seleccionan son a menudo un compromiso para hacer frente a condiciones de sobrecarga y sobrecorriente.

Los relevadores de sobrecorriente se pueden clasificar en tres grupos:

- Corriente definida
- Tiempo definido
- Tiempo inverso

### 3.9.4 Protección sobreexcitación

La sobreexcitación ocurre cuando el nivel de Volts por Hertz aumenta (V/Hz) por lo que puede ocurrir lo siguiente:

- Rechazo de carga;
- Tensiones incorrectas y activos de soporte reactivo,
- Interruptores de protección de línea incorrectos (incluidos los esquemas de equipos de comunicación de disparo transferido)
- Los AVR's de los generadores defectuosos
- Prácticas operativas deficientes de la planta de energía

Por lo que, se generan quintas armónicas en el transformador cuando comienza a saturarse, además, la corriente que ingresa al transformador es menor que la corriente que sale debido a esta saturación, por lo que se desarrolla una cantidad diferencial.

Se utiliza la 5ta armónica para detectar sobreexcitación, por lo que la mayoría de los relevadores bloquean la operación del elemento diferencial durante la sobreexcitación del transformador. Es así, como una estrategia mejorada es elevar el nivel de pick-up para adaptarse a las diferencias de corriente causadas por la saturación del transformador. Se recomienda utilizar un relevador de sobreexcitación para protegerse de V/Hz excesivos. Esto permite que el elemento diferencial se dispare rápidamente si ocurre una falla interna durante el período de sobreexcitación.

### 3.10 Protección de Transformadores de Potencia

La CFE establece en los **Criterios** las protecciones propias contenidas en el transformador (**PTC**) y las protecciones externas utilizadas (ver Tabla 3.1).

**Tabla 3.1 ABREVIATURAS ANSI DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS**

<b>50H</b>	Protección de sobrecorriente instantánea de respaldo del Primario
<b>51H</b>	Protección temporizada de respaldo lado primario del transformador
<b>51L</b>	Protección de sobrecorriente instantánea de respaldo Secundario
<b>51NL</b>	Protección de sobrecorriente de neutro <u>residual</u> del Secundario
<b>51NT-H</b>	Protección de sobrecorriente de neutro del TC de neutro del Primario
<b>51NT-X</b>	Protección de sobrecorriente de neutro del TC de neutro del Secundario
<b>50FI-H</b>	Protección de falla de interruptor
<b>51N</b>	Protección de sobrecorriente temporizada de neutro
<b>51NT</b>	Protección de sobrecorriente temporizada de neutro Trafo
<b>59NT</b>	Relevador de sobretensión por corrimiento de neutro del Trafo
<b>86T</b>	Relevador auxiliar de disparo con bloqueo y reposición manual
<b>87T</b>	Protección diferencial de transformador

**Fuente:** (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014)

Todos los transformadores de potencia mayores a 7.5MVA cuentan con PCT

\*PCT (49T, 63T, 63P, 26Q, 63PC Y 63F).



## Capítulo 4. Esquemas, ajustes y tipos de protecciones

*“El costo de un esquema de protección es insignificante en relación con el costo de una subestación, su verdadero valor lo adquiere cuando el Ingeniero de Protecciones aplica la ciencia y el arte de las protecciones”*

∞ Ing. Enrique Martínez Martínez (CFE) ∞

---

Las características inseparables de los transformadores de potencia propician una serie de problemas únicos, los cuales no se presentan en otras protecciones, por ejemplo: de líneas de transmisión, de generadores y/o motores, entre otras. La ubicación del transformador de potencia se limita al interior de una subestación eléctrica; sin embargo, el transformador de potencia en virtud de su capacidad, se debe proteger mediante fusibles, relevadores diferenciales, relevadores de sobrecorriente, relevadores de presión. Asimismo, se debe monitorear en tiempo real en busca de problemas incipientes, en virtud de las distintas mediciones que se le puede realizar, por ejemplo: de temperatura; de análisis químico del gas del medio aislante del núcleo; entre otros.

Por lo que, los transformadores que operan en tensiones más altas requieren dispositivos más sofisticados, costosos y redundantes, en contra parte con los que operan en niveles de bajo tensión.

Los diferentes esquemas establecidos por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en los **“CRITERIOS DE AJUSTES PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES”**, en lo sucesivo **“los Criterios”**, se precisan las siguientes clasificaciones de protección para los transformadores de potencia.

- 1) ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE 1 A 10 MVA DE DOS DEVANADOS CON CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA;
- 2) ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE MÁS DE 7.5 MVA DE DOS DEVANADOS CON CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA; y
- 3) ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE MÁS DE 10 MVA CON TRES DEVANADOS Y CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA -DELTA.

Finalmente, para los esquemas referidos en los numerales anteriores, se considera en adelante lo siguiente: la letra **“X”** para identificar el devanado de baja tensión y la letra **“H”** para identificar el devanado de alta tensión.

#### 4.1 ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 1 MVA A 10 MVA DE DOS DEVANADOS CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA

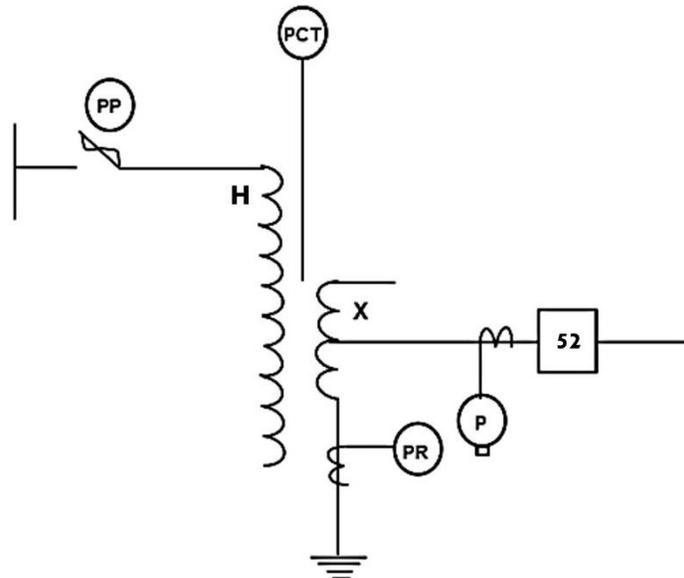


Figura 4.1. Esquema de protección de transformadores de potencia de 1 MVA a 10 MVA de dos devanados

##### 4.1.1 Protección Primaria (PP)

La Protección Primaria del transformador (PP) se debe realizar mediante fusibles de potencia de acuerdo a lo solicitado en la especificación [CFE V4100-28](#). La especificación, establece las características y los requerimientos que deben presentar los cortacircuitos fusibles de potencia usados para protección por sobrecorriente en tensiones de 15,5 a 121 kV, servicio intemperie.

##### 4.1.2 Ajuste Protección Primaria (PP)

La **Protección Primaria (PP)** del transformador de potencia tiene el **compromiso** de operar en el supuesto de fallas, respaldar las fallas en el lado de baja tensión y condicionalmente no debe operar con sobrecarga. De acuerdo a lo establecido en “**los Criterios**”, en primer lugar; los fusibles de potencia deben ser capaz de soportar entre el 150% y el 175% la corriente nominal primaria del lado de alta tensión, con la propiedad de pertenecer a los fusibles de potencia que presentan la curva de operación tipo E de baja velocidad de acuerdo a la tensión del sistema en la que se encuentre operando. De manera adicional, se requiere que el equipo sea capaz de resistir la corriente Inrush de entre 8 a 12 veces la corriente nominal del transformador durante 1 segundo.

#### 4.1.3 Protección Secundaria (PP2)

La Protección Secundaria del Transformador (PP2), difiere a la protección primaria, ya que PP2 actúa como respaldo en el lado secundario del transformador, en el supuesto donde no opere la protección primaria en el lado primario del transformador.

De ahí que, la CFE refiere en “**los Criterios**” que la protección secundaria (**PP2**) se debe conformar por relevadores de protección digital que actúen con los siguientes tipos **de protecciones**:

##### I) 51L Protección Sobrecorriente de fases en lado secundario

La protección **51L** tiene el **compromiso** de ser selectivo, de tal forma que debe “operar primero las protecciones primarias del banco, así como, las protecciones en baja tensión (alimentadores)” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014); y debe operar adicionalmente con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas. El **pickup de la protección 51L**, requiere su **ajuste** al 200% de la capacidad en MVA para los transformadores con enfriamiento natural (ONAN) de acuerdo a la asignación actual ([Ver Tabla 2.2](#)). Además, se requiere seleccionar **el tipo de curva muy inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de los relevadores instalados en baja tensión (Alimentadores).

Finalmente, la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** entre 0.5 y 0.8 segundos para el supuesto de una falla trifásica en el bus de baja tensión. Asimismo, se debe considerar los tiempos de operación de los interruptores de baja tensión y su margen de coordinación, mismo que debe mantener un intervalo de tiempo de 200 a 300 mili segundos, es decir, más lento que las protecciones de los alimentadores.

##### II) 51NL Protección Sobrecorriente neutro residual en lado secundario.

La protección **51NL** tiene el **compromiso** de ser selectivo, de tal forma que debe operar primero como protección de desbalance derivado de una falla monofásica en el lado del alimentador (Baja Tensión), y, debe coordinarse con las protecciones de los alimentadores para permitirles operar primero en el supuesto de fallas en su circuito. El **pickup de la protección 51NL**, requiere su **ajuste** al 20% de la capacidad máxima del transformador. Además, se recomienda seleccionar el tipo de **curva inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de los relevadores instalados en baja tensión (Alimentadores).

Finalmente, la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** entre 0.6 y 0.8 segundos para el supuesto de una falla monofásica en el bus de baja tensión. Asimismo, su margen de coordinación se debe mantener de 200 a 300 mili segundos, es decir, más lento que las protecciones de los alimentadores.

### III) 51NT-L Protección Sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del transformador

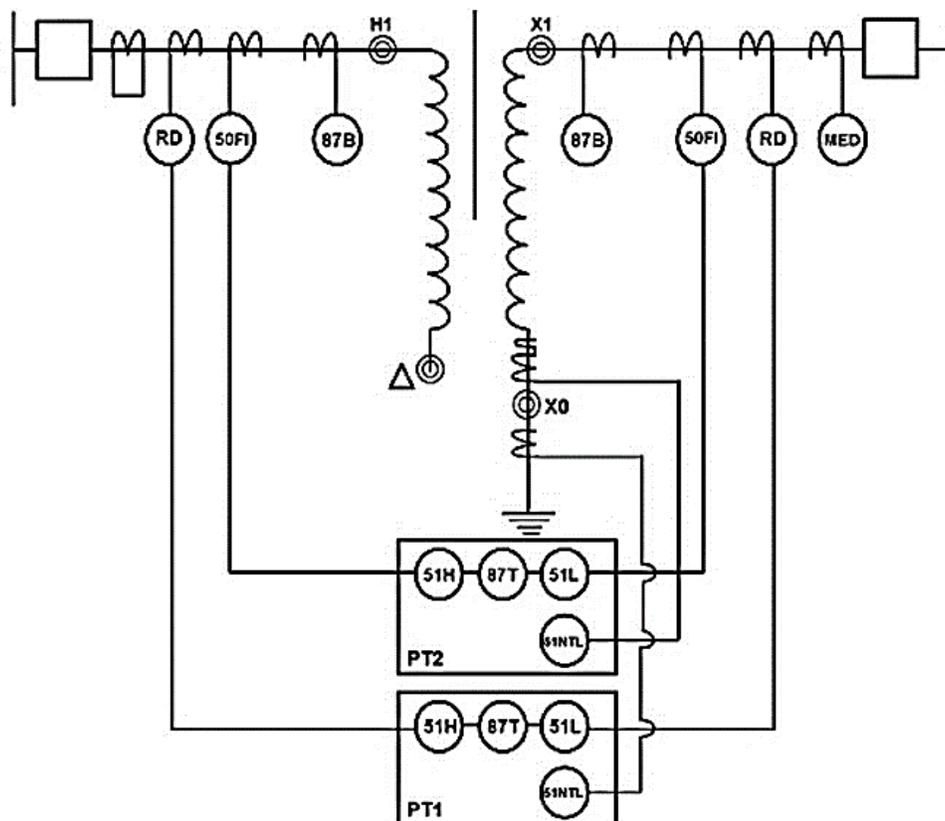
La protección **51NT-L** tiene el **compromiso** de ser selectivo, de tal forma que debe operar primero como protección de desbalance derivado de una falla monofásica o, resultante de un escenario fuera de paso en cambiador de taps. Requiere coordinarse con las protecciones de tierra de los alimentadores; y deben operar primero las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores. El **pickup de la protección 51NT-L**, requiere su **ajuste** al 25% de la capacidad máxima del transformador, en el supuesto de que se tenga habilitada la **protección 51NL**, en caso contrario se debe ajustar al 20% de la capacidad máxima del transformador. Además, se recomienda seleccionar **el tipo de curva inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de los relevadores instalados en baja tensión (Alimentadores).

Finalmente, la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** entre 0.8 y 1 segundos por el supuesto de una falla monofásica en el bus de baja tensión. Asimismo, su margen de coordinación se debe mantener de 200 a 300 mili segundos, es decir, más lento que la protección **51NL**.

### IV) Importante

Selección	Recomendaciones de CFE
Pickups	I) En el supuesto de utilizar relevadores electromecánicos se debe verificar el rango de ajuste en el relevador, por ejemplo, si el cambiador de derivación TAP, calculado no se encuentra disponible en el relevador se debe modificar al valor inmediato superior toda vez que no rebase el 5%, de lo contrario se debe utilizar el valor inmediato inferior. II) En el supuesto de utilizar relevadores electromecánicos se debe verificar el rango de ajuste en el relevador, por ejemplo, si el cambiador de derivación TAP, calculado no se encuentra disponible en el relevador se debe modificar
Curvas	Se deben seleccionar entre curvas ANS o IEC dependiendo de la capacidad de los relevadores.
RTC	I) Confirmar que la corriente de carga máxima no rebase 5.0 AMPERES en el secundario de los TC'S. y II) Confirmar que la corriente de carga máxima no rebase 100 AMPERES secundarios.
Cálculo de corto circuito	Para los estudios de CortoCircuito considerados en estos criterios se realizan con base de datos en régimen de máxima generación

#### 4.2 ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MAYORES A 7.5 MVA DE DOS DEVANADOS CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA



**Figura 4.2. Esquema de protección de transformadores de potencia iguales o mayores a 7.5 MVA de dos devanados con conexión Delta-Estrella**

De acuerdo a la Figura 4.2, la Protección Primaria del transformador y la Protección Secundaria del transformador, identificadas con las siglas **PT1** y **PT2**, respectivamente, se deben realizar con un relevador independiente (CFE, Especificación CFE G0000-62, 2013). Al mismo tiempo, se requieren las funciones adicionales: protección de sobrecorriente del lado de alta del transformador (51H), “protección de sobrecorriente del lado de baja del transformador (51L), protección de sobrecorriente del neutro” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014) para cada punto de aterrizamiento con el que cuenta el transformador (51NT-H y 51NT-L).

Se requiere las Protecciones propias del transformador (PCT), la protección 50FI depende del arreglo de la subestación eléctrica y para las tensiones de las Redes Generales de Distribución (RGD) de la CFE (menores o iguales a 34.5 kV) no se requiere protección de falla de interruptor (50FI).

#### 4.2.1 PT1 Protección Primaria del Transformador

##### I) 87T Protección Diferencial del Transformador

La **PT1 87T** tiene los **compromisos** de operar de manera instantánea para el supuesto de una falla en el transformador; no debe operar para fallas externas a su zona de protección y no debe operar durante su energización sin presentar falla interna.

##### a) 87T-R Protección Diferencial con restricción de pendiente

El **pickup de la protección 87T-R**, requiere su **ajuste** al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador en MVA. Al ser una protección con restricción de pendiente, se requiere ajustar la primer pendiente al 30% a fin de cubrir los errores que se presenten en la relación de los instrumentos de medición TC's y "por las variaciones de relación primaria en el cambiador de derivaciones. Asimismo, la segunda pendiente se requiere ajustar al 60% aplicada a partir de 300% del valor de la capacidad del transformador" (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014) a fin de cubrir los errores por saturación de los TC's a niveles altos de corrientes.

Adicionalmente, se requiere bloquear la segunda armónica y **ajustar** al 15% a fin de impedir operaciones incorrectas derivado de las corrientes Inrush por la energización del transformador de potencia. Finalmente se requiere bloquear la quinta armónica y **ajustar** al 35% a fin de impedir operaciones incorrectas derivado de las altas corrientes provocada por la sobre excitación del transformador de potencia; y, se requiere bloquear la protección de manera independiente por fase al detectar armónicos.

##### b) 87T-H Protección Diferencial sin retardo y sin restricción

La unidad diferencial sin restricción requiere su **ajuste** a 10 veces la corriente diferencial del transformador de potencia a la máxima potencia en el lado primario, a fin de cubrir las fallas de alta magnitud.

##### b) 87T-G Protección Diferencial de falla restringida

La protección **87-T** requiere su **ajuste** a 5.0% de la capacidad nominal del devanado protegido, mediante la corriente diferencial ( $3I_0-I_G$ ) o la corriente residual ( $3I_0$ ).

#### 4.2.2 Protección de respaldo lado primario del transformador

La protección de respaldo lado primario del transformador difiere a la PT1, en virtud de que actúa como respaldo en el lado primario del transformador de potencia, en el supuesto donde no opere la PT1. La protección de respaldo de lado primario se conforma por los siguientes **tipos de protecciones**:

##### I) 50H Protección de sobrecorriente instantáneo de fases

La protección **50H** tiene el **compromiso** de no operar la unidad instantánea para ninguna falla en baja tensión, considerando el régimen de máxima generación. El **pickup de la protección 50H**, requiere su **ajuste** mayor a 10 veces la corriente nominal en su máxima potencia del transformador y para supuestos de fallas trifásicas en el bus de baja tensión el 200% de la corriente de aportación. Por lo que, la protección **50H** debe enviar la señal de disparo desde la caseta de control hasta los interruptores de potencia conectados en el lado primario y secundario del Transformador de Potencia.

##### II) 51H Protección de Sobrecorriente de fases (Primario Transformador)

La protección **51H** tiene el **compromiso** de permitir operar primero a las protecciones primarias del banco, así como, las protecciones de los alimentadores; es necesario que trabaje “con retardo de tiempo para el supuesto de fallas en el primario y secundario, asimismo, debe operar como protección de sobrecarga del transformador.” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014) El **pickup de la protección 51H**, requiere su **ajuste** al 220% de la capacidad en MVA para los transformadores con enfriamiento natural (ONAN) de acuerdo a la asignación actual ([Ver Tabla 2.2](#)). En el supuesto de no presentar la protección de **Respaldo del Secundario**, se requiere su **ajuste** al 200% de la capacidad en MVA para los transformadores con enfriamiento natural (ONAN). Además, se recomienda seleccionar **el tipo de curva muy inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de los relevadores instalados en el devanado secundario y que su característica se encuentren por debajo de la curva de daño del transformador de potencia. Por lo que, la protección **51H** debe enviar la señal de disparo desde la caseta de control hasta los interruptores de potencia conectados en el lado primario y secundario del Transformador de Potencia.

Finalmente, la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** entre 0.8 y 1 segundos para el supuesto de una falla trifásica en el bus de baja tensión. Asimismo, se debe considerar su margen de coordinación, mismo que debe mantener un intervalo de tiempo de 200 a 300 mili segundos, es decir, más lento que las protecciones 51L, 51NL y 51NT-L para fallas monofásicas en bus de baja tensión; y. más lento que la protección 51L para fallas trifásicas, en el bus de baja tensión.

#### 4.2.3 Protección de respaldo lado secundario del transformador

La protección de respaldo lado secundario del transformador difiere a la PT1, en virtud de que actúa como respaldo en el lado secundario del transformador de potencia, en el supuesto donde no opere la PT1. La protección de respaldo de lado secundario se conforma por los siguientes **tipos de protecciones**:

##### I) 51L Protección de sobrecorriente de fase en lado secundario

La protección **51L** tiene el **compromiso** de “permitir operar primero a las protecciones primarias del banco, así como, las protecciones de los alimentadores; y, debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas en los alimentadores” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). El **pickup de la protección 51L**, requiere su **ajuste** al 200% de la capacidad en MVA para los transformadores con enfriamiento natural (ONAN) de acuerdo a la asignación actual ([Ver Tabla 2.2](#)). Además, se recomienda seleccionar **el tipo de curva muy inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de los relevadores instalados en los alimentadores. Por lo que la protección **51L** debe enviar la señal de disparo desde la caseta de control hasta los interruptores de potencia conectados en el lado secundario del Transformador de Potencia.

Finalmente, la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** entre 0.5 y 0.9 segundo para el supuesto de una falla trifásica en el bus de baja tensión. Asimismo, se debe considerar su margen de coordinación, mismo que debe mantener un intervalo de tiempo de 200 a 300 mili segundos, es decir, más lento que las protecciones de los alimentadores, por lo que, se debe considerar los tiempos de operación de los interruptores de baja tensión.

##### II) 51NL Protección de sobrecorriente neutro residual en lado secundario

La protección **51NL** tiene el **compromiso** de “permitir operar primero a las protecciones de los alimentadores; así como, coordinarse con las protecciones de los alimentadores; y debe operar como protección de desbalance en el supuesto de una falla monofásica en lado de baja tensión” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). El **pickup de la protección 51NL**, requiere su **ajuste** al 20% de la capacidad máxima del transformador. Además, se recomienda seleccionar **el tipo de curva inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado de baja tensión o en los alimentadores. Por lo que, la protección 51NL debe enviar la señal de disparo desde la caseta de control hasta los interruptores de potencia conectados únicamente en el lado secundario del Transformador de Potencia.

Finalmente, la **palanca** del “tiempo de operación se debe **ajustar** entre 0.6 y 0.8 segundo para el supuesto de una falla monofásica en el bus de baja tensión” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). Asimismo, se debe considerar su margen de coordinación, mismo que debe mantener un intervalo de tiempo de 200 a 300 mili segundos, es decir, más lento que las protecciones de los alimentadores.

#### 4.2.4 Protección de Respaldo Neutro del Transformador

La protección de respaldo conectado exclusivamente en el neutro del transformador difiere a la PT1, en el supuesto donde se presenta una medición de sobrecorriente en el neutro del transformador. La protección de respaldo neutro del transformador se conforma por la siguiente **protección**:

##### I) 51NT-L Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del transformador

La protección **51NT-L** tiene el **compromiso** de permitir actuar primero a las protecciones primarias del banco, así como, “las protecciones de los alimentadores; coordinarse con las protecciones de tierra de los alimentadores” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014); y debe operar como protección de desbalance en el supuesto de una falla monofásica o situación de fuera de paso en cambiador de taps. El **pickup de la protección 51NT-L**, se requiere su **ajuste** al 25% de la capacidad máxima del transformador, para el supuesto donde se tenga habilitado la protección 51NL, en caso contrario **ajuste** al 20% de la capacidad máxima del transformador. Además, se recomienda seleccionar **el tipo de curva inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado de baja tensión o en los alimentadores.

Por lo que, la protección 51NT-L debe enviar la señal de disparo desde la caseta de control hasta los interruptores de potencia conectados en el lado primario y secundario del Transformador de Potencia.

Finalmente, la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** entre 0.8 y 1 segundo para el supuesto de una falla monofásica en el bus de baja tensión. Asimismo, se debe considerar su margen de coordinación, mismo que debe mantener un intervalo de tiempo de 200 a 300 mili segundos, es decir, más lento que las protecciones **51L de sobrecorriente de fase en lado secundario**.

#### 4.2.5 Protección de sobrecorriente en alimentadores.

La protección de sobrecorriente en alimentadores difiere a la PT1, en virtud de que acuta únicamente como protección en alimentadores del lado de baja tensión, en el La protección de sobrecorriente en alimentadores se conforma por los siguientes **tipos de protecciones**:

##### I) 50F Protección Instantánea de Sobrecorriente de fases en alimentadores

La protección **50F** tiene el **compromiso** de permitir operar en primer lugar “los restauradores y los dispositivos de seccionamiento, así como, proceder en forma instantánea para fallas trifásicas o bifásicas en alimentadores” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). Específicamente la protección de sobrecorriente instantáneo **50HF**, se **ajusta** con el resultado del producto de 1.3 veces y la magnitud de la falla trifásica en el primer equipo en la red (restaurador, fusible, etc.). En virtud de lo anterior se garantizar el no sobrealcance del instantáneo del alimentador, por lo que, únicamente aplica cuando se tiene conocimiento de la red de distribución. Por otra parte, en el supuesto donde, no se tenga información de la longitud del alimentador, así como, la localización del primer restaurador, entonces, se utiliza el resultado del producto de 0.8 veces por el valor del CortoCircuito trifásico en la barra.

##### II) 51F Protección temporizada de Sobrecorriente de fases en alimentadores

La protección **51F** tiene el **compromiso** de permitir operar primero a los restauradores y cualquier otro dispositivo de seccionamiento, así como, “operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas en alimentadores; operar como protección de sobrecarga del conductor del alimentador y transferir la carga entre los alimentadores” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). El **pickup de la protección 51F**, requiere su **ajuste** por debajo de la curva de daño del conductor del alimentador; además, se debe considerar la sobrecarga máxima del alimentador considerando transferencias de cargas entre circuitos y su máximo ajuste permisible es 5 amperes secundarios. Además, se recomienda seleccionar **el tipo de curva muy inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de restauradores y fusibles.

Finalmente, la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** en 0.3 segundos para el supuesto de una falla trifásica únicamente a “la salida del alimentador (estando fuera el instantáneo), una vez logrado este tiempo se habilita el ajuste instantáneo” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014) de la protección (50F) de sobrecorriente de fases en alimentadores

#### 4.2.6 Protección de neutro en alimentadores.

La protección de neutro conectado exclusivamente en el neutro del alimentador difiere a la PT1, en el supuesto donde se presenta una medición de sobrecorriente residual en el neutro de los alimentadores. La protección de neutro en alimentadores se conforma por las siguientes protecciones:

##### I) 50N Protección Instantánea de Sobrecorriente residual en neutro en alimentadores

La protección **50N** tiene el **compromiso** de permitir operar en primer lugar “los restauradores y los dispositivos de seccionamiento, así como, operar en forma instantánea para fallas monofásicas o bifásicas a tierra en alimentadores”. (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014) Específicamente la protección 50N, se **ajusta** con el resultado del producto de 1.3 veces con la magnitud de la falla monofásica en el primer equipo en la red (restaurador, fusible, etc.) para garantizar el no sobrealcance del instantáneo del alimentador, para supuestos donde se tiene conocimiento de la red de distribución. Sin embargo, en el supuesto donde no se tenga información de la longitud del alimentador y tampoco la localización del primer restaurador, se **ajusta** con el resultado del producto de 0.8 veces por el CortoCircuito monofásico en la barra

##### II) 51N Protección Sobrecorriente residual de neutro en alimentadores

La protección **51N** tiene el **compromiso** de permitir operar primero a los restauradores y cualquier otro dispositivo de seccionamiento, además, requiere “operar con retardo de tiempo para fallas monofásicas o bifásicas a tierra en alimentadores” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). El **pickup de la protección 51N**, requiere su **ajuste** por debajo de la curva de daño del conductor del alimentador; además, el ajuste máximo permisible será del 30% de la capacidad máxima del transformador. Además, se recomienda seleccionar **el tipo de curva inversa** para coordinar con los tipos de curva de restauradores y fusibles.

Finalmente, “la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** en 0.3 segundos para el supuesto de una falla monofásica a la salida del alimentador” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014) (estando fuera protección instantánea de sobrecorriente residual en neutro 50N), por lo que, una vez logrado este tiempo se habilita.

#### 4.2.7 Protección para falla de interruptor en lado primario 50FI-H

La protección **50FI-H** tiene el **compromiso** de respaldar de manera local para fallas al disparo del interruptor de potencia, en virtud de la actuación de las protecciones propias de los equipos asociados; por lo que, su lapso de operación debe ser muy rápida para conservar la estabilidad del sistema y el lapso suficiente para que el interruptor complete su secuencia de apertura. Es decir, el lapso de operación se debe coordinar con los lapsos de respaldos remotos y disparar todos los interruptores de la barra asociada para desenergizar el elemento fallado.

Por otra parte, el **pickup de la protección 50FI-H**, requiere su **ajuste** al 100% de la capacidad máxima del transformador; por lo que, se debe ajustar el disparo a un tiempo efectivo de 150 mili segundos y mantener un margen de coordinación mínimo de 50 mili segundos más rápido que los respaldos remotos. Finalmente, el tiempo de operación para REDISPARO se debe **ajustar** en 40 mili segundos para falla al disparo del interruptor por operación

#### 4.2.8 Recomendaciones de CFE

##### I) Protección diferencial del transformador 87PPT

Es necesario, confirmar que no existe posibilidad de saturación de los instrumentos de medición de corriente (TC's) involucrados en estos esquemas para fallas externas. Se recomienda instrumentos de medición TC Clases C-400 (TC 10P20), realizar la prueba en el Burnen de los circuitos de corriente para obtener el valor de la resistencia interna de TC's. Además, el alambrado de los secundarios de los instrumentos de medición TC's, así como la compensación de grupos vectoriales debe ser considerando en conexiones en estrella.

##### II) Protección diferencial del transformador y generador 87T-G

Verificar la conexión del TC de neutro, específicamente en su polaridad para la función 87T-G. Además, es necesario las pruebas de corto trifásico y monofásico al transformador para verificar las fases de corrientes, por los desplazamientos vectoriales, documentado los valores diferenciales de magnitud y ángulo por fase 87T-R y 87T-G.

### **III) Sobrecarga.**

En los supuestos en que el Área de Control requiera un valor de sobrecarga mayor al 200% del OA para soportar una contingencia, se debe analizar en conjunto con el Departamento de Equipo Eléctrico Primario la factibilidad de realizarlos.

### **IV) Selección de Pickups.**

Con relevadores electromecánicos verificar el rango de ajuste en el relevador, si el TAP calculado no está disponible en el relevador, entonces se ajustará al valor inmediato superior siempre y cuando no rebase el 5% de lo contrario utiliza el valor inmediato inferior.

En la memoria de cálculo se debe especificar claramente en qué porcentaje de la capacidad del transformador quedó el ajuste.

### **V) Sección de Curvas de relevadores 51s.**

Se deben seleccionar entre curvas ANSI o IEC dependiendo de la capacidad de los relevadores, en la Sección 11 se muestran las ecuaciones relacionadas con los diferentes tipos de curvas y algunas equivalencias entre ANSI e IEC.

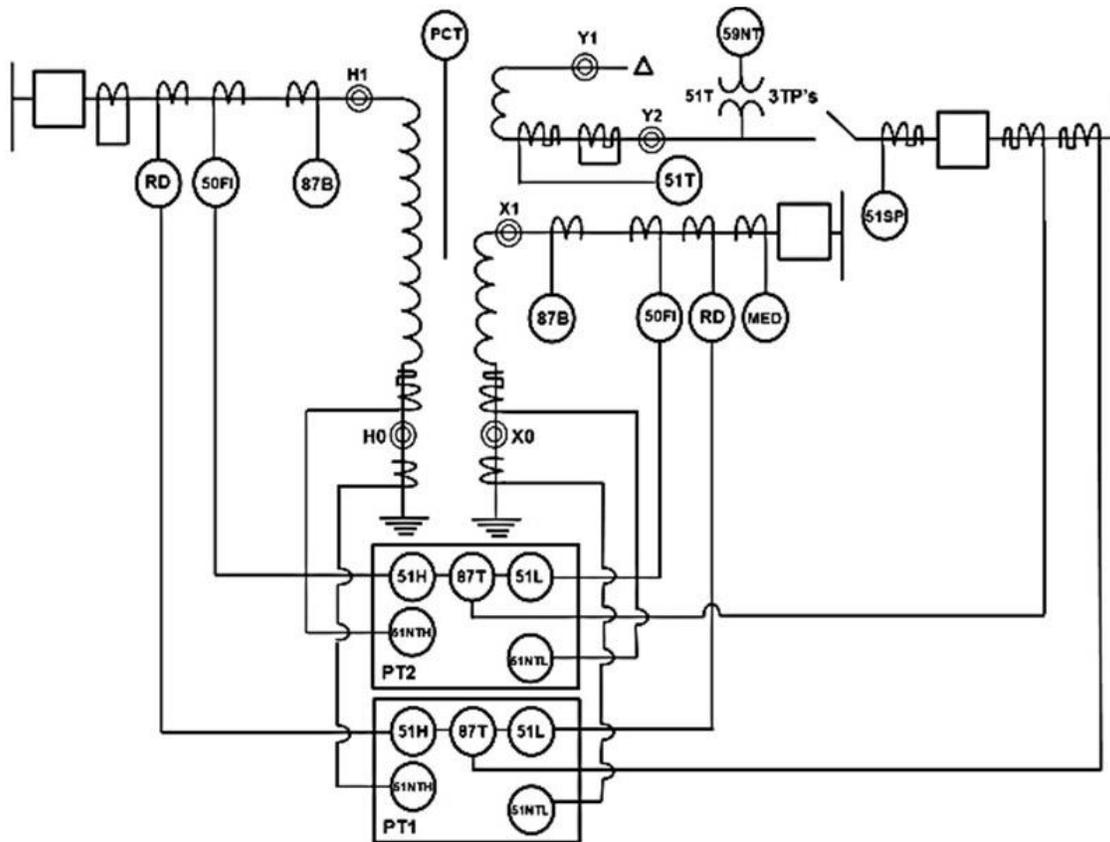
### **VI) Selección de RTC adecuada.**

Verificar que las corrientes de carga máxima no rebasen 5.0 amperes secundarios. Además, verificar que las corrientes de fallas no rebases 100 amperes secundarios.

### **VII) Escenario para cálculo de CortoCircuito.**

Para los estudios de cortocircuito considerados en estos criterios se realizan con base de datos en régimen de máxima generación.

### 4.3 ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MAYORES A 10 MVA DE DOS DEVANADOS CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA-DELTA.



**Figura 4.3. Esquema de protección de transformadores de potencia de 10 MVA y mayores de tres devanados conexión estrella-estrella-delta.**

De acuerdo a la Figura 4.3, la Protección Primaria del transformador y la Protección Secundaria del transformador, identificadas con las siglas **PT2** y **PT2**, respectivamente, se deben realizar con un relevador independiente (CFE, Especificación CFE G0000-62, 2013). Es necesario impedancia de aterrizamiento para el devanado de baja tensión del transformador de potencia. Además, para utilizar las funciones PRN-1 y PRN-2 se debe considerar el uso de un instrumento de medición (TC'S) externo a la zona de protección interna en el transformador de potencia

#### 4.3.1 PT1 Protección Primaria del Transformador

##### I) 87T Protección Diferencial del Transformador

La **PT1 87T** tiene los **compromisos** de operar de manera instantánea para el supuesto de una falla en el transformador; no debe operar para fallas externas a su zona de protección y no debe operar durante su energización sin presentar falla interna.

##### a) 87T-R Protección Diferencial con restricción de pendiente

El **pickup de la protección 87T-R**, requiere su **ajuste** al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador en MVA. Al ser una protección con restricción de pendiente, se requiere ajustar la primer pendiente al 30% a fin de cubrir los errores que se presenten en la relación de los instrumentos de medición TC's y por las variaciones de relación primaria en el cambiador de derivaciones. Asimismo, la segunda pendiente se requiere "ajustar al 60% aplicada a partir de 300% del valor de la capacidad del transformador a fin de cubrir los errores por saturación de los TC's a niveles altos de corrientes" (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014).

Adicionalmente, se requiere bloquear la segunda armónica y **ajustar** al 15% a fin de impedir operaciones incorrectas derivado de las corrientes Inrush por la energización del transformador de potencia. Finalmente se requiere bloquear la quinta armónica y **ajustar** al 35% a fin de impedir operaciones incorrectas derivado de las altas corrientes provocada por la sobre excitación del transformador de potencia; y, se requiere bloquear la protección de manera independiente por fase al detectar armónicos.

##### b) 87T-H Protección Diferencial sin retardo y sin restricción

La unidad diferencial sin restricción requiere su **ajuste** a 10 veces la corriente nominal del transformador de potencia a la máxima potencia en el lado primario, a fin de cubrir las fallas de alta magnitud.

##### b) 87T-G Protección Diferencial de falla restringida

La protección **87T-G** tiene el compromiso de operar sin retardo en fallas a tierra en el área de cobertura definida por los TC's involucrados. Además, requiere su **ajuste** a 5.0% de la capacidad nominal del devanado protegido, mediante la corriente diferencial ( $3I_0-I_G$ ) o la corriente residual ( $3I_0$ ).

#### 4.3.2 Protección de respaldo lado primario del transformador

La protección de respaldo lado primario del transformador difiere a la PT1, en virtud de que actúa como respaldo en el lado primario del transformador de potencia, en el supuesto donde no opere la PT1. La protección de respaldo de lado primario se conforma por los siguientes **tipos de protecciones**:

##### I) 50H Protección de sobrecorriente instantáneo de fases

La protección **50H** tiene el **compromiso** de no operar para ninguna falla en baja tensión. El **pickup de la protección 50H**, requiere su **ajuste** mayor a 10 veces la corriente nominal en su máxima potencia del transformador y para supuestos de fallas trifásicas en el bus de baja tensión el 200% de la corriente de aportación. Por lo que, la protección **50H** debe enviar la señal de disparo desde la caseta de control hasta los interruptores de potencia conectados en el lado primario y secundario del Transformador de Potencia.

##### II) 51H Protección de Sobrecorriente de fases (Primario Transformador)

La protección **51H** tiene el **compromiso** de permitir operar primero a las protecciones primarias, así como, las protecciones de respaldo del banco; y debe operar como protección de sobrecarga del transformador. El **pickup de la protección 51H**, requiere su **ajuste** al 220% de la capacidad en MVA para los transformadores con enfriamiento natural (ONAN) de acuerdo a la asignación actual ([Ver Tabla 2.2](#)). En el supuesto de no presentar la protección de **Respaldo del Secundario**, se requiere su **ajuste** al 200% de la capacidad en MVA para los transformadores con enfriamiento natural (ONAN). Además, se recomienda seleccionar **el tipo de curva muy inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado de baja tensión. Por lo que, la protección **51H** debe enviar la señal de disparo desde la caseta de control hasta los interruptores de potencia conectados en el lado primario y secundario del Transformador de Potencia.

Finalmente, la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** entre 0.8 y 1 segundos para el supuesto de una falla trifásica en el bus de baja tensión. Asimismo, se debe considerar su margen de coordinación, mismo que debe mantener un intervalo de tiempo de 200 a 300 mili segundos, es decir, más lento que “las protecciones 51L, 51NT-H y 51NT-L para fallas monofásicas en bus de baja tensión” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014); y. que por su característica debe encontrarse por debajo de la curva de daño derivado de una falla frecuente en el transformador de potencia.

#### 4.3.3 Protección de respaldo lado secundario del transformador

La protección de respaldo lado secundario del transformador PT2 difiere a la PT1, en virtud de que actúa como respaldo en el lado secundario del transformador de potencia, en el supuesto donde no opere la PT1. La protección de respaldo de lado secundario se conforma por los siguientes **tipos de protecciones**:

##### I) 51L Protección de sobrecorriente de fase en lado secundario

La protección **51L** tiene el **compromiso** de permitir operar primero a las protecciones primarias del banco, así como, “las protecciones de los alimentadores o líneas de baja tensión” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014); y, debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas entre el transformador e interruptor de potencia. El **pickup de la protección 51L**, requiere su **ajuste** al 200% de la capacidad en MVA para los transformadores con enfriamiento natural (ONAN) de acuerdo a la asignación actual ([Ver Tabla 2.2](#)). Además, se recomienda seleccionar **el tipo de curva muy inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de los relevadores instalados en los alimentadores. Por lo que la protección **51L** debe enviar la señal de disparo desde la caseta de control hasta los interruptores de potencia conectados en el lado secundario del Transformador de Potencia.

Finalmente, la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** entre 0.6 y 0.8 segundo para el supuesto de una falla trifásica en el bus de baja tensión. Asimismo, se debe considerar su margen de coordinación, mismo que debe mantener un intervalo de tiempo de 200 a 300 mili segundos, contra las protecciones de los alimentadores y/o líneas, por lo que, se debe considerar los tiempos de operación de los interruptores de baja tensión. Finalmente, en virtud de su característica debe encontrarse por debajo de la curva de daño derivado de una falla frecuente en el transformador de potencia.

#### 4.3.4 Protección de respaldo neutro del transformador

La protección de respaldo conectado exclusivamente en el neutro del transformador difiere a la PT1, en el supuesto donde se presenta una medición de sobrecorriente en el neutro del transformador. La protección de respaldo neutro del transformador se conforma por las siguientes **protecciones**:

### I) 51NT-H Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro de primario del transformador

La protección **51NT-H** tiene el **compromiso** de permitir operar primero a las protecciones primarias del banco, así como, “las protecciones de bus de alta tensión; coordinarse con las protecciones de tierra de las líneas de alta tensión; operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014); y no debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes. El **pickup de la protección 51NT-H**, se requiere su **ajuste** al 25% de la capacidad máxima del transformador que alimentan cargas radiales. Además, se recomienda seleccionar **el tipo de curva inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de los relevadores 67N instalados en lado de alta tensión.

Finalmente, la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** entre 0.6 y 0.8 segundo para el supuesto de una falla monofásica en el bus de alta tensión. Además, su margen de coordinación se debe mantener de 200 a 300 mili segundos (Debiendo quedar un tiempo de respuesta de entre 0.8 y 1 segundo), “contra las protecciones 67N y zonas 2 de los relevadores de distancia (21) de la línea de alta tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014).

### II) 51NT-L Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del secundario del transformador

La protección **51NT-L** tiene el **compromiso** de “permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores de baja tensión” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014); coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores de baja tensión; operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de dos pasos de diferencia; y, no debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes. El **pickup de la protección 51NT-L**, se requiere su **ajuste** al 30% de la capacidad máxima del transformador para el supuesto donde el transformador alimenta únicamente carga radial. “En caso donde la carga no sea radial, el ajuste debe ser al 25% de la capacidad máxima del transformador” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). Toda vez que se tenga habilitado la protección 51NT-H, en caso contrario **ajuste** al 20% y 25 %, respectivamente.

Además, se recomienda seleccionar **el tipo de curva inversa**, la cual se debe coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado de baja tensión o en alimentadores. Por lo que, la protección 51NT-L debe enviar la señal de disparo desde la caseta de control hasta los interruptores de potencia conectados en el lado primario y secundario del Transformador de Potencia.

Finalmente, la **palanca** del tiempo de operación se debe **ajustar** entre 0.6 y 8 segundo para el supuesto de una falla monofásica en el bus de baja tensión. Además, su margen de coordinación se debe mantener de 200 a 300 mili segundos “(Debiendo quedar un tiempo de respuesta de entre 0.8 y 1.0 segundo), contra las protecciones 67N y zonas 2 de los relevadores de distancia (21)” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014) de la línea de baja tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto.

#### 4.3.5 Protección de respaldo lado terciario del transformador

La protección de respaldo conectado exclusivamente en el neutro del transformador difiere a la PT1, en el supuesto donde se presenta una medición de sobrecorriente en el terciario del transformador. La protección de respaldo lado terciario del transformador se conforma por la siguiente **protección**:

##### I) 50/51T Protección de sobrecorriente a fases en lado terciario.

Las protecciones **50/51T** tienen el **compromiso** de “proteger contra fallas trifásicas o bifásicas en la red conectada en el devanado terciario del transformador” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014); debe coordinarse con las protecciones de los dispositivos conectados en el devanado terciario (reactor, servicios propios). Es de suma importancia subrayar que para estos “esquemas se debe conectar los secundarios de los TC del devanado terciario en delta para filtrar la secuencia cero y evitar disparos incorrectos con falla externa (alta o baja tensión)” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). La protección 50/51T debe enviar la señal al relevador 86T para disparo de interruptores en el lado primario y secundario del Transformador de Potencia.

La unidad instantánea **50T** en primer lugar; sólo aplica cuando no se presentan elementos de potencia conectados al devanado terciario, además, se requiere su **ajuste** al 200% de la capacidad máxima nominal del devanado terciario (considerar la conexión en delta y el factor  $\sqrt{3}$ ) y con un retardo de tiempo de 100 ms para evitar disparos en falso permitiendo la operación de protecciones protecciones primarias con fallas externas.

La unidad de tiempo inverso **51T**, se requiere su “**ajuste** al 50% de la corriente capacidad máxima del devanado terciario cuando no se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014), además, se debe ajustar a una corriente de 150% de la capacidad máxima del devanado terciario cuando se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario.

Se recomienda seleccionar el tipo de **curva extremadamente inversa**, en el supuesto de que no se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario, en caso contrario, se recomienda seleccionar el tipo de curva **muy inversa**, en el supuesto de que se tengan elementos de potencia conectado al devanado terciario.

Finalmente, se debe **ajustar** una **palanca** mínima de tiempo de operación, en el supuesto de que no se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario, en caso contrario, se debe **ajustar** una **palanca** para operar en 200 mili segundos para el supuesto de falla bifásica o trifásica en bus terciario, coordinado con las protecciones de los elementos conectados al mismo terciario cuando se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario (servicios propios a reactores).

#### 4.3.6 Protección de sobrecorriente de servicios propios

##### I) 50/51SP Protección de fases para alimentador de servicios propios

Las protecciones **50/51SP** tiene el **compromiso** de “operar para fallas trifásicas o bifásicas en el lado primario del transformador de servicios propios” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014); además, “debe operar como protección de sobrecarga del transformador de servicios propios” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). La unidad instantánea **50F SP**, requiere su **ajuste** a dos veces la magnitud de la corriente de aportación para una falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios. Por otra parte, la unidad de tiempo inverso **51F SP**, se requiere su **ajuste** al 200% de la capacidad del transformador de servicios propios.

“Se recomienda seleccionar el tipo de **curva muy inversa** que permita coordinar con los tipos de curva de los interruptores termomagnéticos” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). Finalmente, se debe **ajustar** una **palanca** de 0.5 segundos de tiempo de operación para una falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios.

#### 4.3.7 Protección de tensión (3V0) para detección de aterrizamiento del devanado terciario 59-NT

La protección **59-NT** tiene el **compromiso** de “detectar fallas de aislamiento a tierra en los devanados del terciario del transformador y las barras, la cual se encuentra conectada en Delta” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). Es de suma importancia subrayar que para realizar su función la protección se requiere el uso de 3 TP’s en conexión Estrella en Primario y en Delta Abierta en los secundarios de 69V. De ahí que por diferencias en las características de las fases del transformador puede existir una tensión residual y habrá que considerarlo en los ajustes de **pickup**.

En primer lugar, el **pickup de la protección 59NT** para la alarma se obtiene mediante el uso de la siguiente formula:

$$V_{alarma_{59T}} = \frac{Tensión\ Terciario\ (V)}{\sqrt{3} * RTP\ Terciario} \text{ (5) Segundos}$$

En segundo lugar, el **pickup de la protección 59NT** para el disparo obtiene mediante el uso de la siguiente formula:

$$V_{disparo_{59T}} = \frac{2 * Tensión\ Terciario\ (V)}{\sqrt{3} * RTP\ Terciario} \text{ (5) Segundos}$$

#### 4.3.8 Protección para falla de interruptor en lado primario 50FI-H

La protección **50FI-H** tiene el **compromiso** de operar como respaldo local para el supuesto de una “condición de falla en la apertura del interruptor, por ejemplo: problemas mecánicos o eléctricos” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014), es decir, el requerimiento del disparo de las protecciones asociadas al propio interruptor. De ahí que, se propicia el desencadenado disparo a los interruptores adyacentes locales y remotos para aislar el interruptor fallado.

Asimismo, la protección **50FI-H** tiene el **compromiso** de “operar en un tiempo extremadamente rápido para mantener la estabilidad del sistema y evitar daños severos al equipo primario” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). Debe coordinarse en el tiempo con los esquemas de protecciones primarios para que estos operen en primaria instancia. Debe operar bajo la condición de Flash-Over sobre el interruptor; y bajo el supuesto de activación de los disparos de instrumentación del transformador (Buchholz y sobre presión).

Por otra parte, el **pickup de la protección 50FI-H**, se requiere su **ajuste** “al 100% de la capacidad máxima del transformador” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). El tiempo de operación se debe ajustar a un tiempo efectivo de 150 mili segundos y debe mantener un margen de coordinación mínimo de 50 mili segundos contra los respaldos remotos (zonas 2 del esquema de distancia). El redisparo del interruptor se debe aplicar de manera instantáneas en ambas bobinas, por lo que, el **pickup 50FI-H Flash-Over**, se requiere se **ajuste** al 10% de la capacidad máxima del transformador para el supuesto de una energización invertida del transformador provocando un Inrush y debe estar condicionada a la posición del interruptor abierto a tras vez del monitorie de contactos 52a y 52b auxiliares. De ahí que el tiempo de operación para la protección **50FI-H Flash – Over**, se requiere se **ajuste** el disparo a un tiempo efectivo de 150 mili segundos.

Finalmente, es de suma importancia considerar una lógica para operar ante falla de interruptor cuando se activen los dispositivos propios del transformador que no generen condiciones de alta corriente de falla, condicionado a la posición de interruptor abierto mediante el monitoreo de contactos 52a y 52b auxiliares, con un tiempo de operación de 150 mili segundos de retardo, dando oportunidad a la disparidad del interruptor.

#### **4.3.9 Protección para falla de interruptor en lado secundario 50FI-L**

La protección **50FI-L** tiene el **compromiso** de operar como respaldo local para el supuesto de una condición de falla en la apertura del interruptor, por ejemplo: problemas mecánicos o eléctricos, es decir, “el requerimiento del disparo de las protecciones asociadas al propio interruptor” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). De ahí que se propicia una cascada de disparo a los interruptores adyacentes, locales y remotos para aislar el interruptor fallado.

Asimismo, la protección **50FI-H** tiene el **compromiso** de “operar en un tiempo extremadamente rápido para mantener la estabilidad del sistema y evitar daños severos al equipo primario” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014). Debe coordinarse en el tiempo con los esquemas de protecciones primarios para que estos operen en primaria instancia y en el tiempo para operar primeramente que los respaldos remotos. “Debe operar bajo la condición de Flash-Over sobre el interruptor” (CFE, Gerencia Nacional de Protecciones, 2014); y bajo el supuesto de activación de los disparos de instrumentación del transformador (Buchoholz y sobre presión).

Por otra parte, el **pickup de la protección 50FI-H**, se requiere su **ajuste** al 100% de la capacidad máxima del transformador. El tiempo de operación se debe ajustar a un tiempo efectivo de 150 mili segundos y debe mantener un margen de coordinación mínimo de 50 mili segundos contra los respaldos remotos (zonas 2 del esquema de distancia).

El redisparo del interruptor se debe aplicar de manera instantáneas en ambas bobinas, por lo que, el **pickup 50FI-L Flash-Over**, se requiere se **ajuste** al 10% de la capacidad máxima del transformador para el supuesto de una energización invertida del transformador provocando un Inrush y debe estar condicionada a la posición del interruptor abierto a través del monitoreo de contactos 52a y 52b auxiliares. De ahí que el tiempo de operación para la protección **50FI-L Flash – Over**, se requiere se **ajuste** el disparo a un tiempo efectivo de 150 mili segundos.

Finalmente, es de suma importancia considerar una lógica para operar ante falla de interruptor cuando se activen los dispositivos propios del transformador que no generen condiciones de alta corriente de falla, condicionado a la posición de interruptor abierto mediante el monitoreo de contactos 52a y 52b auxiliares, con un tiempo de operación de 150 mili segundos de retardo, dando oportunidad a la disparidad del interruptor.

#### **4.3.10 Recomendaciones de CFE**

##### **I) Protección diferencial del transformador 87T (PPT)**

Es necesario, confirmar que no existe posibilidad de saturación de los instrumentos de medición de corriente (TC's) involucrados en estos esquemas para fallas externas. Se recomienda instrumentos de medición TC Clases C-400 (TC 10P20), realizar la prueba en el Burnen de los circuitos de corriente para obtener el valor de la resistencia interna de TC's. Además, el alambrado de los secundarios de los instrumentos de medición TC's, así como la compensación de grupos vectoriales debe ser considerando en conexiones en estrella.

##### **II) Protección diferencial del transformador y generador 87T-G**

Verificar la conexión del TC de neutro, específicamente en su polaridad para la función 87T-G. Además, es necesario las pruebas de corto trifásico y monofásico al transformador para verificar las fases de corrientes, por los desplazamientos vectoriales, documentado los valores diferenciales de magnitud y ángulo por fase 87T-R y 87T-G.

### **III) Sobrecarga.**

En los supuestos en que el Área de Control requiera un valor de sobrecarga mayor al 200% del OA para soportar una contingencia, se debe analizar en conjunto con el Departamento de Equipo Eléctrico Primario la factibilidad de realizarlos.

### **IV) Selección de Pickups.**

Con relevadores electromecánicos verificar el rango de ajuste en el relevador, si el TAP calculado no está disponible en el relevador, entonces se ajustará al valor inmediato superior siempre y cuando no rebase el 5% de lo contrario utiliza el valor inmediato inferior. En la memoria de cálculo se debe especificar claramente en qué porcentaje de la capacidad del transformador quedó el ajuste.

### **V) Sección de Curvas de relevadores 51s.**

Se deben seleccionar entre curvas ANSI o IEC dependiendo de la capacidad de los relevadores, en la Sección 11 se muestran las ecuaciones relacionadas con los diferentes tipos de curvas y algunas equivalencias entre ANSI e IEC.

### **VI) Selección de RTC adecuada.**

Verificar que las corrientes de carga máxima no rebasen 5.0 amperes secundarios. Además, verificar que las corrientes de fallas no rebasen 100 amperes secundarios.

### **VII) Escenario para cálculo de CortoCircuito.**

Para los estudios de cortocircuito considerados en estos criterios se realizan con base de datos en régimen de máxima generación.

#### **e) Selección de RTC adecuada.**

Verificar que las corrientes de carga máxima no rebasen 5.0 amperes secundarios.

Verificar que las corrientes de fallas no rebasen 100 amperes secundarios.

#### **f) Escenario para cálculo de cortocircuito.**

Para los estudios de cortocircuito considerados en estos criterios se realizan con base de datos en régimen de máxima generación



## Capítulo 5. Caso de estudio

“No basta con alcanzar la *sabiduría*, es necesario saber utilizarla”

∞ Marco Tulio Cicerón (106 – 43 A.C.) † ∞

En el presente capítulo se presenta un caso de estudio para el supuesto de un análisis de los ajustes del esquema de protección del transformador de potencia iguales o mayores a 7.5 MVA con dos devanados en conexión Delta-Estrella.

El presente caso de estudio, es el supuesto de un transformador de potencia que presenta la capacidad máxima de 30 MVA para su segundo paso de enfriamiento, mismo que se realiza mediante liquido aislante, con enfriamiento con aceite forzado y con aire forzado ([Ver Tabla 2.2](#)).

El transformador de potencia trifásico tiene una tensión primaria de 85 kV en conexión delta; y una tensión secundaria de 23 kV en conexión estrella aterrizada; cuenta con una impedancia (%Z) de 11.77 (Ver Figura 5.1). Asimismo, su relación de transformación de los instrumentos de medición de corriente es: 400/5 para el primario (PRP), 600/5 para el secundario (PRS) y 600/5 para el neutro (PRN).

Es importante mencionar que, las aportaciones de falla trifásica para el devanado primario son de 1540 (A), para el devanado secundario las aportaciones de falla trifásica son de 5690 (A) y para falla monofásica es de 5000 (A).

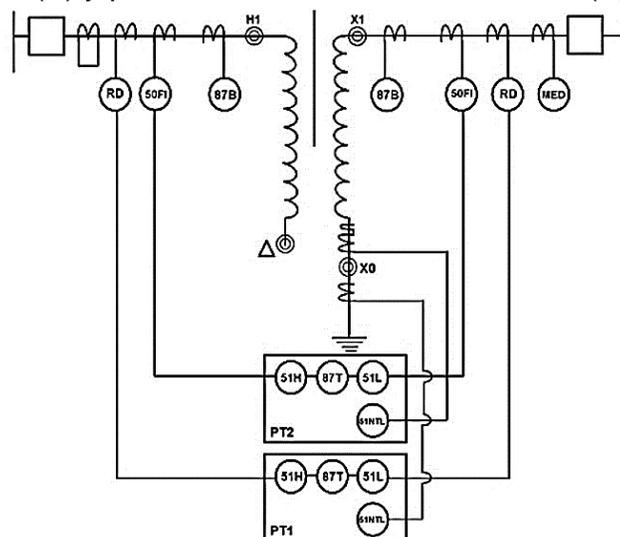


Figura 5.1. Diagrama unifilar del transformador de potencia

### 5.1 Paso 1 Cálculo de la corriente nominal

Se debe calcular la corriente nominal ( $I_{nom}$ ) a su máxima capacidad de operación para el devanado primario y secundario del transformador de potencia con los siguientes datos:

Tabla 5.1 Datos del transformador de potencia				
Capacidad (MVA)		Tensión (kV)		Impedancia (%Z)
ONAN	20	Alta (H)	85	
OFAF	25			
OFAF	30	Baja (X)	23	

Fuente: CFE – Criterios de ajuste para transformadores

Tabla 5.2 Datos TC's			
RTC			
PRP	400	/	5
PRS	600	/	5
PRN	600	/	5

#### 5.1.1 Corriente nominal devanado primario:

Fórmula	Sustitución
$I_{nom_{Max.CapH}} = \frac{Máxima\ capacidad\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ Devanado\ Primario\ (kV)}$	$I_{nom_{Max.CapH}} = \frac{30,000\ (\cancel{KVA})}{\sqrt{3} * 85\ (\cancel{kV})}$

Por lo tanto, el resultado de la corriente nominal en el devanado primario del transformador de potencia a su máxima capacidad es:

Resultado
$I_{nom_{Max.CapH}} = 203.7706\ Amperes\ (A)$

#### 5.1.2 Corriente nominal devanado secundario:

Fórmula	Sustitución
$I_{nom_{Max.CapX}} = \frac{Máxima\ capacidad\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ Devanado\ Primario\ (kV)}$	$I_{nom_{Max.CapX}} = \frac{30,000\ (\cancel{KVA})}{\sqrt{3} * 23\ (\cancel{kV})}$

Por lo tanto, el resultado de la corriente nominal en el devanado secundario del transformador de potencia a su máxima capacidad es

Resultado
$I_{nom_{Max.CapX}} = 753.0655\ Amperes\ (A)$

## 5.2 Paso 2 Protección Primaria del Transformador (PPT)

### 5.2.1 Determinar al relevador digital (87T & 87R)

Identificar el relevador digital en el mercado internacional que cumplan con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-81](#) “CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA RELEVADORES DE PROTECCIÓN”; o utilizar un relevador digital en el mercado internacional del LISTADO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN APROBADOS ([LSPA No.100/2022 antes LAPEM-05L](#)) por los Ingenieros del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) para interconectar al transformador de potencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

#### I) Seleccionar Protección Diferencial sin retención 87T

Seleccionar un relevador digital del LISTADO ([LSPA No.100/2022](#)) en función de su Marca/Modelo/Función/Tensión/Protección para que reaccione de manera instantánea para niveles muy elevados de corriente en el supuesto de una falla interna en el transformador potencia.

De acuerdo a CFE, el nivel de ajuste de pickup se debe realizar a 10 veces la corriente diferencial de operación sin retención, por lo que, en función de lo establecido en las especificaciones de cada manual de los relevadores digitales se debe realizar el ajuste. Seleccionar del Listado LSPA No 100/2022 el relevador que cumpla con lo siguiente:

- I. **La Protección Primaria del Transformador (PPT) ANSI 87T debe cumplir con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-62](#):**
  - Realizar operaciones mediante un relevador independiente;
  - Realizar operaciones de disparo en caso de falla de manera tripolar;
  - Capacidad de realizar funciones de protección de sobrecorriente (51) para cada entrada de corriente de restricción.
  - Capacidad de restricción por cada entrada de corriente para cada devanado, restricción para cada interruptor.
- II. **Compromisos:**
  - Operar de manera instantánea para el supuesto de fallas en el transformador de potencia;
  - No debe operar para fallas externas a su zona de protección; y
  - No debe operar durante su energización sin presentar falla interna.
- III. **Bloqueo armónicas\*:**
  - Segunda armónica
  - Quinta armónica

\*Nota: Bloqueo de protección en las tres fases con tensión de armónicos en cualquier fase.

## II) Ejemplo 1: Protección Diferencial sin retención 87T

El relevador [SEL-387](#) genera los elementos sin retención 87Un (87U1, 87U2 y 87U3), los cuales son elementos de alta velocidad que combinados forman las señales de los elementos diferenciales (87-1, 87-2, 87-3). Se observa en la Figura 5.2 que los elementos sin retención 87U son utilizados para comparar las corrientes de operación (IOP) con el valor de ajuste U87P el cuál se ajusta 10 veces TAP (Valores en por unidad de los cuatro canales de entrada).

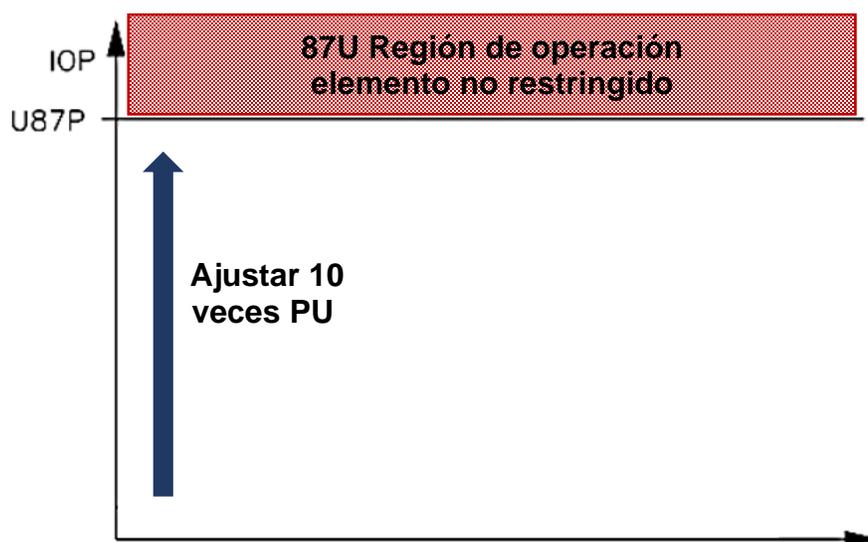


Figura 5.2. Gráfica de operación 87T Sin retención

Por lo que, para el supuesto que  $IOP_n$  es mayor al establecido en el nivel de ajuste U87P, el relevador SEL-387 manda una señal lógica denominada “Relay Word Bits” o “87U” definido como: I) Fila 18; II) Bit 87U; III) Elemento diferencial sin retención activado (Ver Figura 5.3).

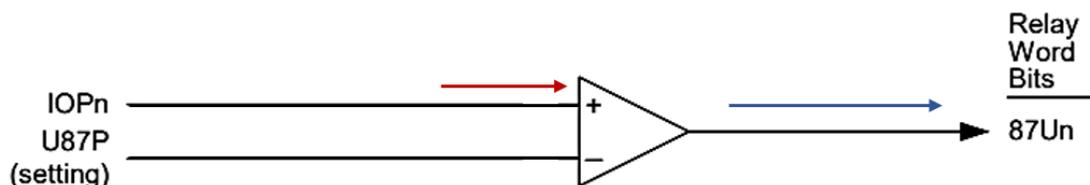


Figura 5.3. Diagrama lógico 87T Sin retención

Específicamente en los elementos diferenciales, el relevador presenta un tiempo de operación para la protección diferencial sin retención mínima de 0.8 ciclos, típica de 1.0 ciclos y máximo de 1.9 ciclos.

El [SEL-387](#) realiza la protección diferencial sin retención para supuestos de fallas internas de gran magnitud. Utiliza una ecuación estándar para ajustar “TAPn” basada en los ajustes ingresados para un canal de entrada en particular. El subíndice “n” es utilizado para hacer referencia al número de entrada del relevador de protección que puede ser TAP1, TAP2, TAP3 y/o TAP4. Por lo que, se presentan dos formas diferentes para realizar el ajuste:

- A. El usuario debe realizar el ajuste en el SEL-387 con el valor del transformador de potencia a su máxima capacidad de operación en MVA, tensión de los instrumentos de medición, relación de transformación y ajustes de conexión. Posteriormente, el relevador calcula los automáticamente los valores “TAPn”; o,
- B. El usuario debe realizar el ajuste en el SEL-387 directamente, por lo que, se ajusta “MVA = OFF” e ingresar los valores TAPn directamente en el relevador.

### III) Ejemplo 1: Cálculo Protección Diferencial sin retención 87T

El relevador utiliza una ecuación estándar para ajustar “TAPn”. Donde:

C = 1, si el ajuste WnCT = Y (Instrumentos de medición conectados en estrella);

C =  $\sqrt{3}$ , si el ajuste WnCT = D (Instrumentos de medición conectados en delta);

MVA = Capacidad máxima de potencia del transformador.

(La mismo para todos los cálculos)

VWDGn = Tensión de línea – línea (kV);

CTRn = Relación de transformación del instrumento de medición

<b>SUPUESTO TC CONECTADO EN ESTRELLA EN EL DEVANADO PRIMARIO</b>	
Fórmula	Sustitución
$TAP_{1H} = \frac{\text{Máxima capacidad (KVA)}}{\sqrt{3} * VWDGn (kV) * CTR} * C$	$TAP_{1H} = \frac{30,000 (KVA)}{\sqrt{3} * 85 (kV) * 400/5} (1)$

Por lo tanto, el resultado **TAP<sub>1-H-Y</sub> = 2.5471 (A)**

<b>SUPUESTO TC CONECTADO EN DELTA EN EL DEVANADO PRIMARIO</b>	
Fórmula	Sustitución
$TAP_{1H} = \frac{\text{Máxima capacidad (KVA)}}{\sqrt{3} * VWDGn (kV) * CTR} * \sqrt{3}$	$TAP_{1H} = \frac{30,000 (KVA)}{\sqrt{3} * 85 (kV) * 400/5} * \sqrt{3}$

Por lo tanto, el resultado **TAP<sub>1-H-D</sub> = 4.4117 (A)**

**SUPUESTO TC CONECTADO EN ESTRELLA EN EL DEVANADO SECUNDARIO**

Fórmula	Sustitución
---------	-------------

$$TAP_{1-X-Y} = \frac{\text{Máxima capacidad (kVA)}}{\sqrt{3} * VWDGn (kV) * CTR} * C$$

$$TAP_{1-X-Y} = \frac{30,000 (kVA)}{\sqrt{3} * 23 (kV) * 600/5} (1)$$

Por lo tanto, el resultado **TAP<sub>2-X-Y</sub> = 6.2755 (A)**

**SUPUESTO TC CONECTADO EN DELTA EN EL DEVANADO SECUNDARIO**

Fórmula	Sustitución
---------	-------------

$$TAP_{1-X-Y} = \frac{\text{Máxima capacidad (kVA)}}{\sqrt{3} * VWDGn (kV) * CTR} * \sqrt{3}$$

$$TAP_{1-X-Y} = \frac{30,000 (kVA)}{\sqrt{3} * 23 (kV) * 600/5} * \sqrt{3}$$

Por lo tanto, el resultado **TAP<sub>2-X-D</sub> = 10,8695 (A)**

Se observa, mediante la comprobación de [computadora](#) que las corrientes varían (Ver Tabla 5.3) en cada devanado de acuerdo a los datos: I) Máxima capacidad de operación del transformador; II) Tensión de línea – línea; III) Relación de transformación (TC's) ; y IV), Conexión de los instrumentos de medición (TC's).

**TABLA 5.3 CORRIENTES**

Devanado	Amperes (A)
TAP <sub>1-H-Y</sub>	2,5471
TAP <sub>1-H-D</sub>	4,4117
TAP <sub>2-X-Y</sub>	6,2755
TAP <sub>2-X-D</sub>	10,8695

Además, para las corrientes calculadas en función de sus conexiones (TC's), cumple con la limitación que el relevador refiere (TAP<sub>MAX</sub>/TAP<sub>MIN</sub> menor o igual que 7.5). Así, para el supuesto de una violación de la máxima razón de taps, el relevador notificará al usuario si existe una violación (Ver Tabla 5.4).

**TABLA 5.4 LIMITACIÓN**

CONEXIÓN	MENOR O IGUAL QUE 7.5
DD	2,463789469
YY	2,463782341
YD	4,267402144
DY	1,42246753

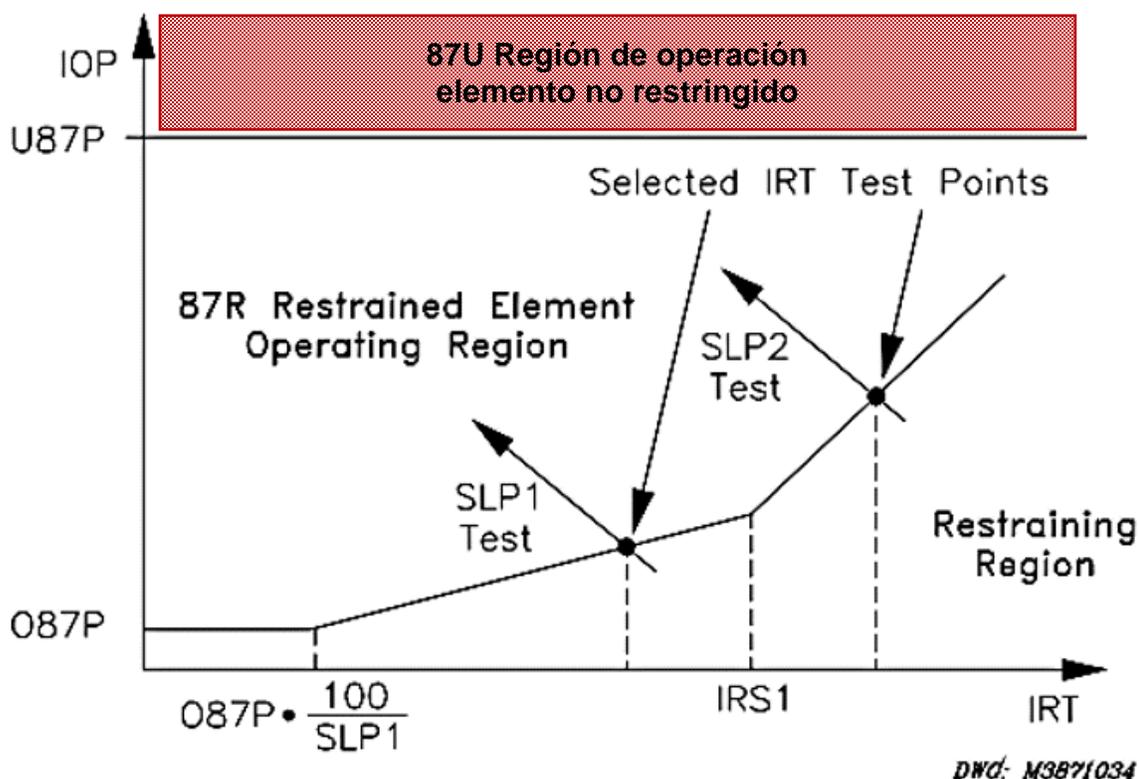
Asimismo, de acuerdo con el manual del relevador SEL-387, los elementos sin retención únicamente responden a la componente de frecuencia fundamental de la corriente de operación diferencial, por lo tanto, se sugiere que el ajuste se haga lo suficientemente alto como para no reaccionar con grandes corrientes de inrush. Finalmente, no es afectada por los ajuste y operaciones realizadas de manera independiente en el mismo relevador, por la protección diferencial con retención.

#### IV) Ejemplo 1: Protección Diferencial con restricción de pendiente 87T-R

El relevador [SEL-387](#) tiene tres elementos diferenciales (87R-1, 87R-2, 87R-3), los cuales utilizan las corrientes (valores sumados fasorialmente) de operación (IOP) y corrientes de retención (IRF) que el relevador calcula mediante las corrientes de entrada. Se observa en la Figura 5.3 el gráfico de operación de los elementos con retención (87R1, 87R2, 87R3), los cuales determinan si la cantidad de corrientes de operación (IOP), es mayor que el valor de la curva para el supuesto de dos pendientes determinadas (SLP1 y SLP2)

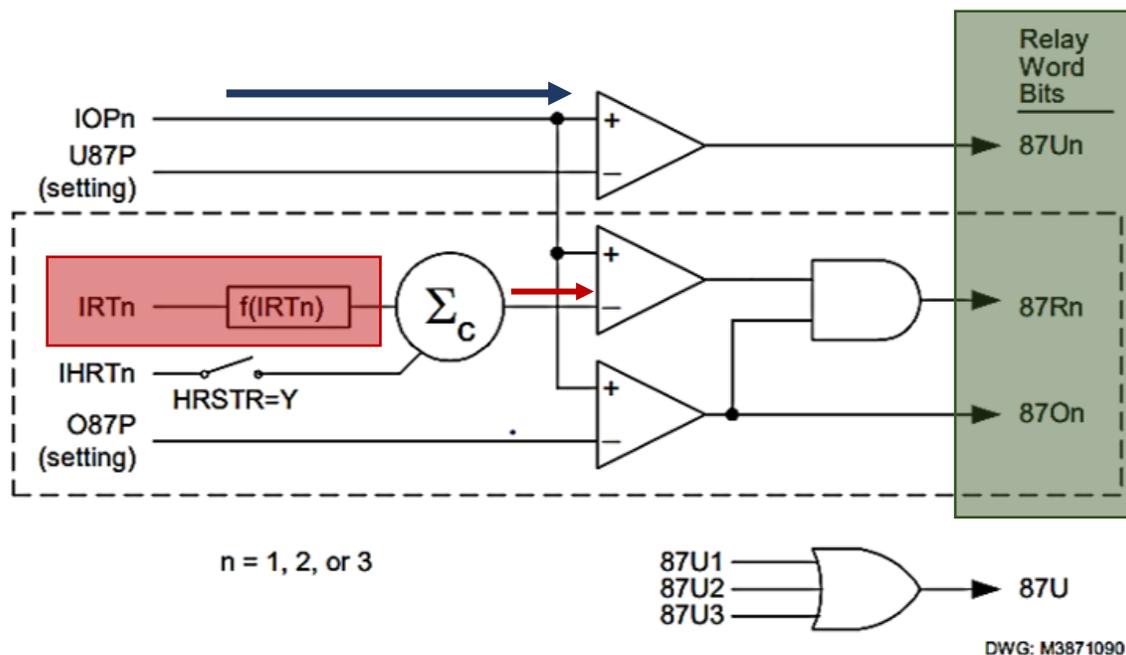
**TABLA 5.5 Ajustes que definen las características de operación**

<b>O87P=</b>	Corriente mínima de operación (IOP)
<b>SLP1=</b>	Pendiente inicial. Intersección de O87P en IRT $(O87P) \frac{100}{SLP1}$
<b>IRS1=</b>	Límite de IRT para la operación SLP1 intersección SLP2
<b>SLP2=</b>	Segunda pendiente. Mayor o igual que SLP1



**Figura 5.3 Gráfica de operación 87T Sin retención**

El elemento diferencial calcula y se ajusta al umbral de la función  $f(I_{RTn})$ , la función utiliza los valores ajustados por el usuario SLP1, SLP2 y IRS1 para compararlos con la corriente  $I_{OPn}$  y determina que el relevador SEL-387 manda una señal lógica (1) denominado “87Rn” (Ver Figura 5.4).



**Figura 5.4 Diagrama lógico 87T con retención**

Por lo tanto, en el supuesto donde  $I_{OPn}$  es mayor al resultado de la función  $f(I_{RTn})$  determina la primera entrada de la compuerta AND con el valor lógico 1 y se finaliza enviando una señal lógica (1) denominada “Relay Word bit 87Rn”. Además, la comparación de valor  $I_{OPn}$  respecto al ajuste O87P realizado también por el usuario, determina la segunda entrada de la compuerta AND. Además, para el supuesto donde  $I_{OPn}$  es mayor que O87P (configurado por el usuario), instantáneamente se manda una señal lógica de activación denominada “Relay Word bit 87On”.

Específicamente en los elementos diferenciales, el relevador presenta tres estados en dos tiempos de operación: I) Con bloqueo armónico: mínima de 1.5 ciclos, típico de 1.6 ciclos y máximo de 2.2 ciclos; y, II) Con retención armónica: mínima de 2.62 ciclos, típico de 2.72 ciclos y máximo de 2.86 ciclos. Es importante mencionar al lector que mientras los elementos diferenciales con retención realizan sus operaciones, en forma paralela se desarrollan procesos de decisión de bloqueo de manera paralela, esto se basa en las magnitudes de las armónicas específicas en los valores de corriente de operación (IOP).

### V) Ejemplo 1: Ajuste Protección Diferencial 87T

- I) Activar los elementos diferenciales. En el presente caso de estudio únicamente se requiere dos terminales para establecer la zona diferencial, por lo que:

E87W1 = Y

E87W2 = Y

**Nota: Las terminales E87W3 y E87W4, se encuentran disponibles para fines de protección de sobrecorriente**

- II) Ingresar la forma de conexión de los instrumentos de medición, así como su relación de transformación. En el presente caso de estudio se realiza su conexión en estrella-estrella, por lo que:

85 Kv

23 kv

W1C = Y

W2C = Y

CTR1 = 80

CTR2 = 120

- III) Ingresar la potencia máxima del transformador de potencia. En el presente caso de estudio el transformador de potencia trabaja a una potencia máxima de MVA = 30.
- IV) Ingresar la tensión de fases del devanado primario y secundario del transformador de potencia:

VWDG1 = 85 Kv

VWDG2 = 23 kv

- V) Ajustar las características de los elementos diferenciales:

AJUSTE	COMENTARIOS
087P = 0.3	Pickup de la corriente de operación
SLP1 = 30	Valor Pendiente1
SLP2 = 60	Valor Pendiente2
IRS1 = 3	Intersección donde comienza la pendiente 2
U87P = 10	Pickup unidad diferencial
PCT2 = 15	Bloque segundo armónica
PCT5 = 35	Bloqueo quinto armónica

**Nota: Los ajustes realizados se realizan de conformidad con lo establecido con los Criterios de ajuste de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).**

### 5.3 Paso 3 Protección de respaldo lado Primario del Transformador (PRP)

#### 5.3.1 Determinar al relevador digital (51F)

Identificar el relevador digital en el mercado internacional que cumplan con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-81](#) “CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA RELEVADORES DE PROTECCIÓN”; o utilizar un relevador digital en el mercado internacional del LISTADO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN APROBADOS ([LSPA No.100/2022 antes LAPEM-05L](#)) por los Ingenieros del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) para interconectar al transformador de potencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

#### I) Seleccionar Protección Sobrecorriente temporizada de fase (Alta - 51F)

Seleccionar un relevador digital del LISTADO ([LSPA No.100/2022](#)) en función de su Marca/Modelo/Función/Tensión/Protección con objeto de operar de manera instantánea con una señal lógica a un valor de corriente excesivo, en niveles muy elevados de corriente en el lado primario en el supuesto de una falla interna en el transformador potencia.

De acuerdo a CFE, el nivel de ajuste de pickup se debe realizar al 220 % de la capacidad de operación del transformador de potencia en su paso de enfriamiento ONAN ([Ver numeral 2.2.4](#)). Además, la **Protección del Transformador 51F** (Alta), debe cumplir con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-62](#).

#### II) Ejemplo 1: Protección Sobrecorriente temporizada de fase (Alta - 51F)

El relevador SEL-387 provee elementos de sobrecorriente de fase con retardo de tiempo para cada entrada ([Ver Figura 5.5](#)). El ajuste pickup y las características de los elementos de sobrecorriente, son independientes de los ajustes de los elementos diferenciales. Sus protecciones son utilizadas debido a su rápida actuación en condiciones de fallas internas en el transformador de potencia y con las fallas de barras.

Se recomienda utilizar las protecciones de sobrecorriente con el tipo de curva muy inversa ([Ver Anexo 5](#)) para evitar los daños en los transformadores, debido a corriente externas excesivas por una falla externa mal despejada. Adicionalmente, los elementos instantáneos del REL-387 se utilizan para detectar fallas de corriente dentro de la zona de protección diferencial. Se puntualiza que también los elementos de sobrecorriente pueden detectar fallas de baja corriente, dentro de la zona de protección.

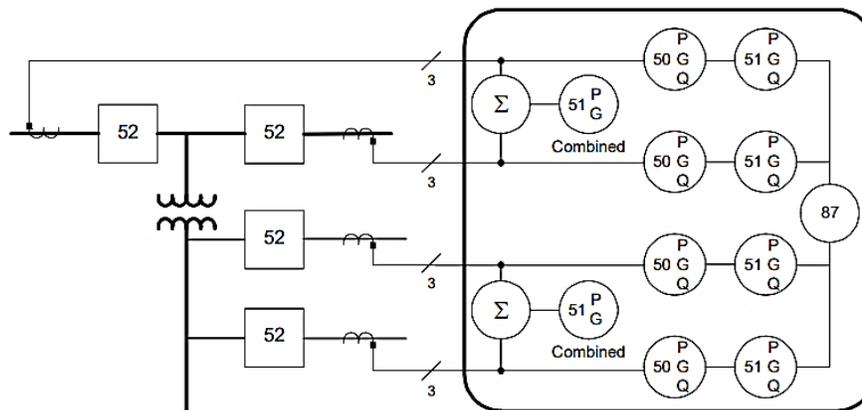


Figura 5.5 Protección transformador (Alta - 51F) SEL-387

### III) Ejemplo 1: Cálculo de Sobrecorriente temporizada de fase (Alta -51F)

Determinar la corriente de operación del relevador para el devanado primario (85kV), el cual debe configurarse a un valor de 220% la capacidad del transformador en su paso de enfriamiento ONAN.

Donde:

$I_{Nom-220\%ONAN-H}$  = Corriente de operación del transformador de potencia en el devanado primario al 220% capacidad en el paso de enfriamiento ONAN.

$I_{Pickup51FH}$  = Corriente de operación de la Protección 51F (Alta) en el relevador.

$RTC_{PRP}$  = Relación de transformación del instrumento de medición en el devanado primario del transformador de potencia.  $RTC = 400/5 = 80$

#### Fórmula

$$I_{Nom-220\%ONAN-H} = \frac{(2.2) (Capacidad ONAN kVA)}{(\sqrt{3})(Tensión Alta kV)}$$

#### Sustitución

$$I_{Nom-220\%ONAN-H} = \frac{(2.2) (20\ 000\ kVA)}{(\sqrt{3})(85\ kV)}$$

#### Resultado

$$I_{Nom-220\%ONAN} = 298\ (A)$$

#### Resultado (TC's)

$$I_{Pickup51FH} = \frac{I_{Nom-220\%ONAN}\ (A)}{RTC} = \frac{298\ (A)}{80} = 3.73\ (A)\ \text{secundarios.}$$

#### IV) Ejemplo 1: Selección del tipo de curva y cálculo del Dial de Tiempo

Seleccionar el tipo de curva muy inversa ([Ver Anexo 5](#)) en relevador digital y ajustar el tiempo de operación para el supuesto de una falla trifásica en la barra de baja tensión, entre un periodo de 0.8 y 1 segundo.

Donde:

**T<sub>p</sub>** = Tiempo de operación (0.9 Segundos)

**TD** = Ajuste Dial de Tiempo

**M** = Corriente aplicada en múltiplos de **I<sub>cc3FH</sub>** / **I<sub>Pickup51H</sub>**

**I<sub>cc3FH</sub>** = Corriente de CortoCircuito bus de alta tensión

La corriente de CortoCircuito para el supuesto de una falla trifásica (I<sub>cc</sub>) de acuerdo a “**los Criterios**” es igual a **I<sub>cc3FH</sub> = 1,540, (A)**.

#### Fórmula Curva Muy Inversa (U3-SEL387)

$$T_p = \left[ (TD) \left( 0.0963 + \frac{(3.88)}{(M)^2 - 1} \right) \right]$$

#### Despejando a TD de la fórmula

$$TD = \left[ \frac{T_p}{\left( 0.0963 + \frac{(3.88)}{(M)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Sustitución

$$TD = \left[ \frac{0.9}{\left( 0.0963 + \frac{(3.88)}{\left( \frac{1,540}{298} \right)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = \left[ \frac{0.9}{(0.2472)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = 3.6 \text{ Segundos}$$

## 5.4 Paso 4 Protección de respaldo lado Secundario del Transformador (PRS)

### 5.4.1 Determinar al relevador digital (51F)

Identificar el relevador digital en el mercado internacional que cumplan con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-81](#) "CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA RELEVADORES DE PROTECCIÓN"; o utilizar un relevador digital en el mercado internacional del LISTADO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN APROBADOS ([LSPA No.100/2022 antes LAPEM-05L](#)) por los Ingenieros del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) para interconectar al transformador de potencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

#### I) Seleccionar Protección Sobrecorriente temporizada de fases (Baja - 51F)

Seleccionar un relevador digital del LISTADO ([LSPA No.100/2022](#)) en función de su Marca/Modelo/Función/Tensión/Protección con objeto de operar de manera instantánea con una señal lógica a un valor de corriente excesivo, en niveles muy elevados de corriente en el lado primario en el supuesto de una falla interna en el transformador potencia.

De acuerdo a CFE, el nivel de ajuste de pickup se debe realizar al 200 % de la capacidad de operación del transformador de potencia en su paso de enfriamiento ONAN ([Ver numeral 2.2.4](#)). Además, la **Protección del Transformador 51F** (baja), debe cumplir con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-62](#).

#### II) Ejemplo 1: Protección Sobrecorriente temporizada de fase (Baja -51F)

El relevador SEL-387 provee elementos de sobrecorriente de fase con retardo de tiempo para cada entrada ([Ver Figura 5.6](#)). El ajuste pickup y las características de los elementos de sobrecorriente, son independientes de los ajustes de los elementos diferenciales. Sus protecciones son utilizadas debido a su rápida actuación en condiciones de fallas internas en el transformador de potencia y con las fallas de barras y/o alimentadores adyacentes.

Se recomienda utilizar las protecciones de sobrecorriente con el tipo de curva muy inversa ([Ver Anexo 5](#)) para evitar los daños en los transformadores, debido a corriente externas excesivas por una falla externa mal despejada. Adicionalmente, los elementos instantáneos del SEL-387 se utilizan para detectar fallas de corriente dentro de la zona de protección diferencial. Se puntualiza que también los elementos de sobrecorriente pueden detectar fallas de baja corriente, dentro de la zona de protección.



#### IV) Ejemplo 1: Selección del tipo de curva y cálculo del Dial de Tiempo

Seleccionar el tipo de curva muy inversa ([Ver Anexo 5](#)) en relevador digital y ajustar el tiempo de operación para el supuesto de una falla trifásica en la barra de baja tensión, entre un periodo de 0.5 y 0.8 segundo.

Donde:

**T<sub>p</sub>** = Tiempo de operación (0.7 Segundos)

**TD** = Ajuste Dial Tiempo

**M** = Corriente aplicada en múltiplos de **I<sub>cc3FX</sub> / I<sub>Pickup51X</sub>**

**I<sub>cc3FX</sub>** = Corriente CortoCircuito trifásica bus de baja tensión

La corriente de CortoCircuito para el supuesto de una falla trifásica (I<sub>cc</sub>) de acuerdo a “**los Criterios**” es igual a **I<sub>cc3FX</sub> = 5,690 (A)**

#### Fórmula Curva Muy Inversa (U3-SEL387)

$$T_p = \left[ (TD) \left( 0.0963 + \frac{(3.88)}{(M)^2 - 1} \right) \right]$$

#### Despejando a TD de la fórmula

$$TD = \left[ \frac{TP}{\left( 0.0963 + \frac{(3.88)}{(M)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Sustitución

$$TD = \left[ \frac{0.7}{\left( 0.0963 + \frac{(3.88)}{\left( \frac{5,690}{1,004.08} \right)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = \left[ \frac{0.7}{(0.2211)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = 3.16 \text{ Segundos}$$

#### 5.4.2 Determinar al relevador digital (51N)

Identificar el relevador digital en el mercado internacional que cumplan con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-81](#) “CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA RELEVADORES DE PROTECCIÓN”; o utilizar un relevador digital en el mercado internacional del LISTADO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN APROBADOS ([LSPA No.100/2022 antes LAPEM-05L](#)) por los Ingenieros del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) para interconectar al transformador de potencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

##### I) Seleccionar Protección Sobrecorriente temporizada de neutro (51N)

Seleccionar un relevador digital del LISTADO ([LSPA No.100/2022](#)) en función de su Marca/Modelo/Función/Tensión/Protección para que opere de manera instantánea con una señal lógica, en niveles muy elevados de corriente en el supuesto de una falla monofásica en el lado de baja.

De acuerdo a CFE, el nivel de ajuste de pickup se debe realizar al 20% la capacidad máxima de operación del transformador de potencia. Debe presentar el compromiso de operar primero las protecciones de los alimentadores y la **Protección de Sobrecorriente neutro residual del secundario 51NL** debe cumplir con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-62](#).

##### II) Ejemplo 1: Protección Sobrecorriente temporizada de neutro (51N)

El relevador SEL-387 provee elementos de sobrecorriente de fase instantáneo tiempo definido y tiempo inverso para cada entrada ([Ver Figura 5.7](#)). El ajuste pickup y las características de los elementos de sobrecorriente, son independientes de los ajustes de los elementos diferenciales. Sus protecciones son utilizadas debido a su rápida actuación en condiciones de fallas internas en el transformador de potencia y con las fallas de barras y/o alimentadores adyacentes.

Se recomienda utilizar las protecciones de sobrecorriente con el tipo de curva inversa ([Ver Anexo 5](#)) para evitar los daños en los transformadores, debido a corriente externas excesivas por una falla externa mal despejada. Adicionalmente, los elementos instantáneos del REL-387 se utilizan para detectar fallas de corriente dentro de la zona de protección diferencial. Se puntualiza que también los elementos de sobrecorriente pueden detectar fallas de baja corriente, dentro de la zona de protección.

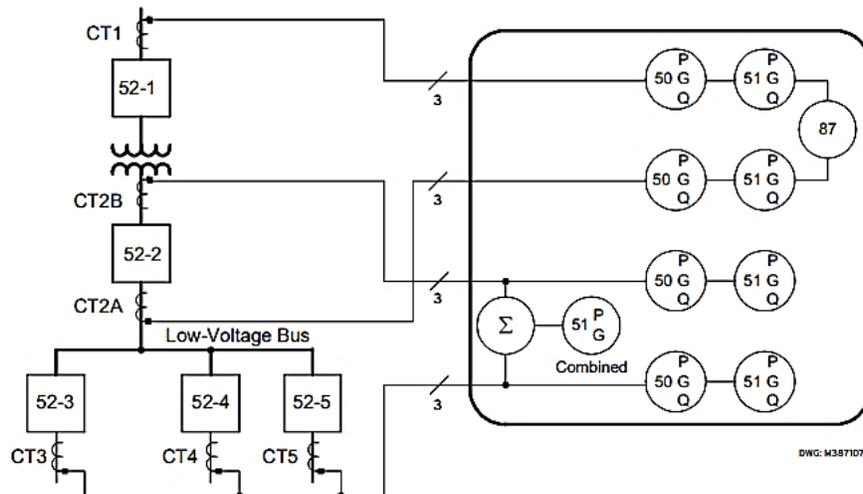


Figura 5.7 Protección transformador (51N) SEL-387

### III) Ejemplo 1: Cálculo Sobrecorriente temporizado de neutro (51N)

Determinar la corriente de operación del relevador, para el devanado secundario (23kV), la cual debe configurarse a un valor de 20% la capacidad máxima del transformador de potencia.

Donde:

$I_{Nom25\%Max.Cap X}$  = Corriente de operación del transformador de potencia en el devanado secundario al 20% de su máxima capacidad

$I_{Pickup51N-X}$  = Corriente de operación de la Protección 51N en el relevador

$RTC_{PRS}$  = Relación de transformación del instrumento de medición en el neutro del transformador de potencia.  $RTC = 600/5 = 120$

#### Fórmula

$$I_{Nom25\%Max.Cap X} = (0.20) (I_{nomFOA2x})$$

#### Sustitución

$$I_{Nom20\%Max.Cap X} = (0.20) (753.0655 (A))$$

#### Resultado

$$I_{Nom20\%Max.Cap X} = 150.613 (A)$$

#### Resultado (TC's)

$$I_{Pickup51NX} = \frac{I_{Nom20\%Max.Cap X} (A)}{RTC} = \frac{150.613 (A)}{120} = 1.255 (A) \text{ secundarios.}$$

#### IV) Ejemplo 1: Selección del tipo de curva y cálculo del Dial de Tiempo

Seleccionar el tipo de curva inversa ([Ver Anexo 5](#)) en relevador digital y ajustar el tiempo de operación para el supuesto de una falla monofásica en la barra de baja tensión, entre un periodo de 0.6 y 0.8 segundo.

Donde:

**T<sub>p</sub>** = Tiempo de operación (0.7 Segundos)

**TD** = Ajuste Dial Tiempo

**M** = Corriente aplicada en múltiplos de **I<sub>CC1FX</sub> / I<sub>1-Pickup51H</sub>**

**I<sub>CC1FX</sub>** = Corriente CortoCircuito monofásica bus baja tensión

La corriente de CortoCircuito para el supuesto de una falla monofásica (I<sub>cc</sub>) de acuerdo a “**los Criterios**” es igual a **I<sub>CC1FX</sub> = 5,000 (A)**

#### Fórmula Curva Inversa (U2-SEL387)

$$T_p = \left[ (TD) \left( 0.180 + \frac{(5.95)}{(M)^2 - 1} \right) \right]$$

#### Despejando a TD de la fórmula

$$TD = \left[ \frac{T_p}{\left( 0.180 + \frac{(5.95)}{(M)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Sustitución

$$TD = \left[ \frac{0.7}{\left( 0.180 + \frac{(5.95)}{\left( \frac{5,000}{150.613} \right)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = \left[ \frac{0.7}{(0.1854)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = 3.77 \text{ Segundos}$$

## 5.5 Paso 5 Protección Primaria en alimentadores

### 5.5.1 Determinar al relevador digital (50F)

Identificar el relevador digital en el mercado internacional que cumplan con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-81](#) “CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA RELEVADORES DE PROTECCIÓN”; o utilizar un relevador digital en el mercado internacional del LISTADO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN APROBADOS ([LSPA No.100/2022 antes LAPEM-05L](#)) por los Ingenieros del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) para interconectar al transformador de potencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

#### I) Seleccionar Protección Sobrecorriente de fase instantánea (50F)

Seleccionar un relevador digital del LISTADO ([LSPA No.100/2022](#)) en función de su Marca/Modelo/Función/Tensión/Protección para que opere de manera instantánea con una señal lógica, en niveles muy elevados de corriente en el supuesto de una falla en la barra de alimentadores.

De acuerdo a CFE, en caso de no conocer la topología de la red en los alimentadores entonces se debe multiplicar el CortoCircuito trifásico en la barra conectada al transformador de potencia por 0.8. Además, la **Protección de Sobrecorriente Instantánea de fases en alimentadores 50F** debe cumplir con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-62](#).

#### II) Ejemplo 1: Protección Sobrecorriente Instantáneo de fases (50F)

El relevador SEL-387 provee elementos de sobrecorriente de fase instantáneo en alimentadores de tiempo definido y tiempo inverso para cada entrada ([Ver Figura 5.8](#)). El ajuste pickup y las características de los elementos de sobrecorriente, son independientes de los ajustes de los elementos diferenciales. Sus protecciones son utilizadas debido a su rápida actuación en condiciones de fallas internas en el transformador de potencia y con las fallas de barras y/o alimentadores adyacentes.

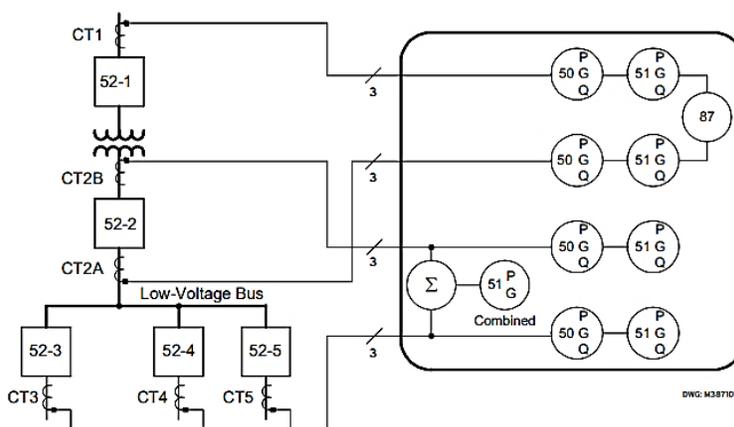


Figura 5.8 Protección transformador (50F) SEL-387

### III) Ejemplo 1: Cálculo Sobrecorriente Instantáneo de fases (50F)

En este caso, supongamos que para esta subestación eléctrica, no tenemos conocimiento de la topología de la red de los alimentadores, por lo que, “los Criterios” sugieren que para el supuesto donde no se tenga información referente a la longitud de los alimentadores y mucho menos la localización del primer restaurador se deberá multiplicar por 0.8 la corriente de CortoCircuito en la barra de los alimentadores (Baja Tensión).

Donde:

$RTC_{Alimentador}$  = Relación de transformación del instrumento de medición en el alimentador.  $RTC = 600/5 = 120$

$I_{Pickup50F}$  = Corriente de operación de la Protección 50F en el relevador.

La corriente de CortoCircuito para el supuesto de una falla trifásica ( $I_{cc}$ ) de acuerdo a “los Criterios” es igual a  $I_{cc3FH} = 5,690$  (A)

Fórmula

$$I_{50F} = (0.8) (I_{cc3FX})$$

Sustitución

$$I_{50F} = (0.8) (5,690 \text{ (A)})$$

Resultado

$$I_{50F} = 4,552 \text{ (A)}$$

Resultado (TC's)

$$I_{Pickup50F} = \frac{I_{50F} \text{ (A)}}{RTC} = \frac{4,552 \text{ (A)}}{120} = 37.93 \text{ (A) secundarios.}$$

### 5.5.2 Determinar al relevador digital (51F)

Identificar el relevador digital en el mercado internacional que cumplan con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-81](#) “CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA RELEVADORES DE PROTECCIÓN”; o utilizar un relevador digital en el mercado internacional del LISTADO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN APROBADOS ([LSPA No.100/2022 antes LAPEM-05L](#)) por los Ingenieros del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) para interconectar al transformador de potencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

#### I) Seleccionar Protección Sobrecorriente de temporizada de fase (51F)

Seleccionar un relevador digital del LISTADO ([LSPA No.100/2022](#)) en función de su Marca/Modelo/Función/Tensión/Protección para que opere de manera instantánea con una señal lógica, en niveles muy elevados de corriente en el supuesto de una falla en la barra de alimentadores. Debe permitir operar primero a los restauradores o cualquier otro tipo de dispositivo de seccionamiento

De acuerdo a CFE, se debe ajustar por debajo de la curva de daño del conductor del alimentador y el ajuste máximo permisibles es 5 amperes secundarios. Además, la **Protección de Sobrecorriente Instantánea de fases en alimentadores 51F** debe cumplir con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-62](#).

#### II) Ejemplo 1: Protección Sobrecorriente de fase en secundario (51F)

El relevador SEL-387 provee elementos de sobrecorriente de fase instantáneo tiempo definido y tiempo inverso para cada entrada ([Ver Figura 5.9](#)). El ajuste pickup y las características de los elementos de sobrecorriente, son independientes de los ajustes de los elementos diferenciales. Sus protecciones son utilizadas debido a su rápida actuación en condiciones de fallas internas en el transformador de potencia y con las fallas de barras y/o alimentadores adyacentes.

Se recomienda utilizar las protecciones de sobrecorriente con el tipo de curva muy inversa ([Ver Anexo 5](#)) para evitar los daños en los transformadores, debido a corriente externas excesivas por una falla externa mal despejada. Adicionalmente, los elementos instantáneos del REL-387 se utilizan para detectar fallas de corriente dentro de la zona de protección diferencial. Se puntualiza que también los elementos de sobrecorriente pueden detectar fallas de baja corriente, dentro de la zona de protección.

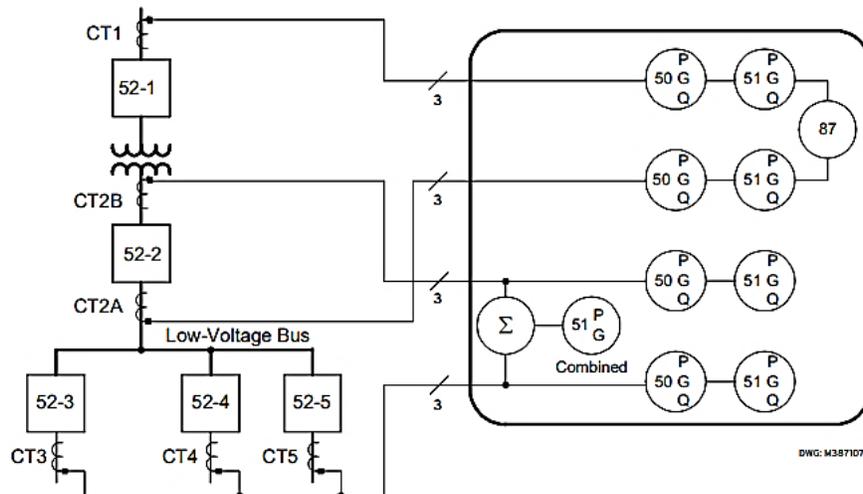


Figura 5.9 Protección transformador (51F)SEL-387

### III) Ejemplo 1: Cálculo Sobrecorriente de fases en secundario (51F)

En este caso, supongamos que está subestación eléctrica utiliza el cable Prysmian HEPR 1X 240, con una ampacidad para el conductor de 540 Amperes (A)

Donde:

$I_{Nom-PrysmianHEPR} = 540$  Amperes(A)

$RTC_{alimentador}$  = Relación de transformación del instrumento de medición en el alimentador.  $RTC = 600/5 = 120$

$I_{Pickup51F}$  = Corriente de operación de la Protección 51F en el relevador

Por lo que, la corriente  $I_{Pickup51F}$  es igual a:

**Fórmula**

$$I_{Nom-PrysmianHEPR} = 540$$

**Resultado (TC's)**

$$I_{Pickup51FA} = \frac{I_{Nom-PrysmianHEPR} (A)}{RTC} = \frac{540 (A)}{120} = 4.5 (A) \text{ secundarios.}$$

#### IV) Ejemplo 1: Selección del tipo de curva y cálculo del Dial de Tiempo

Seleccionar el tipo de curva muy inversa ([Ver Anexo 5](#)) en relevador digital y ajustar el tiempo de operación en 0.3 segundos para el supuesto de una falla trifásica en la barra de a la salida del alimentador.

Donde:

**T<sub>p</sub>** = Tiempo de operación (0.3 Segundos)

**TD** = Ajuste Dial Tiempo

**M** = Corriente aplicada en múltiplos de I<sub>CC3FX</sub> / I<sub>Pickup51H</sub>

I<sub>CC3FX</sub> = Corriente CortoCircuito trifásica barra baja tensión

La corriente de CortoCircuito para el supuesto de una falla trifásica (I<sub>cc</sub>) de acuerdo a “los Criterios” es igual a I<sub>CC3FX</sub>= 5,690 (A)

#### Fórmula Curva Muy Inversa (U3-SEL387)

$$T_p = \left[ (TD) \left( 0.0963 + \frac{(3.88)}{(M)^2 - 1} \right) \right]$$

#### Despejando a TD de la fórmula

$$TD = \left[ \frac{T_p}{\left( 0.0963 + \frac{(3.88)}{(M)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Sustitución

$$TD = \left[ \frac{0.3}{\left( 0.0963 + \frac{(3.88)}{\left( \frac{5,690}{540} \right)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = \left[ \frac{0.3}{(0.1315)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = 2.28 \text{ Segundos}$$

## 5.6 Paso 6 Protección Primaria en neutros en alimentadores

### 5.6.1 Determinar al relevador digital (50N)

Identificar el relevador digital en el mercado internacional que cumplan con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-81](#) “CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA RELEVADORES DE PROTECCIÓN”; o utilizar un relevador digital en el mercado internacional del LISTADO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN APROBADOS ([LSPA No.100/2022 antes LAPEM-05L](#)) por los Ingenieros del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) para interconectar al transformador de potencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

#### I) Seleccionar Protección Sobrecorriente de neutro instantáneo (50N)

Seleccionar un relevador digital del LISTADO ([LSPA No.100/2022](#)) en función de su Marca/Modelo/Función/Tensión/Protección para que opere de manera instantánea con una señal lógica, en niveles muy elevados de corriente en el supuesto de una falla en la barra de alimentadores.

De acuerdo a CFE, en caso de no conocer la topología de la red en los alimentadores, entonces se debe multiplicar el CortoCircuito monofásico en la barra conectada al neutro del transformador de potencia por 0.8. Además, la **Protección de Sobrecorriente residual de neutro en alimentadores 50N** debe cumplir con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-62](#).

#### II) Ejemplo 1: Protección Sobrecorriente de neutro instantáneo (50N)

El relevador SEL-387 provee elementos de sobrecorriente de neutro instantáneo tiempo definido y tiempo inverso para cada entrada ([Ver Figura 5.9](#)). El ajuste pickup y las características de los elementos de sobrecorriente, son independientes de los ajustes de los elementos diferenciales. Sus protecciones son utilizadas debido a su rápida actuación en condiciones de fallas internas en el transformador de potencia y con las fallas de barras y/o alimentadores adyacentes.

Se recomienda utilizar las protecciones de sobrecorriente de neutro instantáneo para evitar los daños en los transformadores, debido a corriente externas excesivas por una falla externa mal despejada. Adicionalmente, los elementos instantáneos del REL-387 se utilizan para detectar fallas de corriente dentro de la zona de protección diferencial. Se puntualiza que también los elementos de sobrecorriente pueden detectar fallas de baja corriente, dentro de la zona de protección.

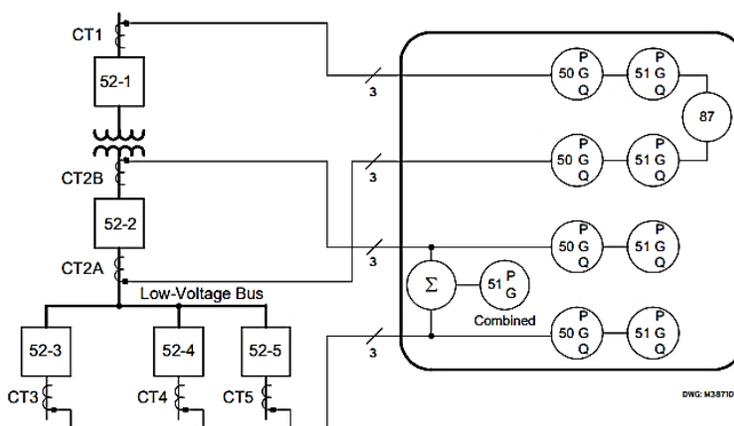


Figura 5.9 Protección transformador (50N) SEL-387

### III) Ejemplo 1: Cálculo Sobrecorriente de neutro instantáneo (50N)

En este caso, supongamos que para esta subestación eléctrica, no tenemos conocimiento de la topología de la red de los alimentadores, por lo que, “**los Criterios**” sugiere que para el supuesto donde no se tenga información referente a la longitud de los alimentadores y mucho menos la localización del primer restaurador se deberá multiplicar 0.8 por la corriente de CortoCircuito en la barra de neutro en alimentadores.

Donde:

**RTCA**<sub>alimentador</sub> = Relación de transformación del instrumento de medición en el neutro del alimentador. **RTC = 600/5 = 120**

**IPickup50N** = Corriente de operación de la Protección 50N en el relevador

La corriente de CortoCircuito para el supuesto de una falla monofásica ( $I_{cc}$ ) de acuerdo a “**los Criterios**” es igual a  **$I_{cc1FX} = 5,000$  (A)**

**Fórmula**

$$I_{50N} = (0.8) (I_{cc1FX})$$

**Sustitución**

$$I_{50N} = (0.8) (5,000 \text{ (A)})$$

**Resultado**

$$I_{50N} = 4,000 \text{ (A)}$$

**Resultado (TC's)**

$$I_{Pickup50N} = \frac{I_{50N} \text{ (A)}}{RTC} = \frac{4,000 \text{ (A)}}{120} = 33.33 \text{ (A) secundarios.}$$

### 5.6.2 Determinar al relevador digital (51N)

Identificar el relevador digital en el mercado internacional que cumplan con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-81](#) “CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA RELEVADORES DE PROTECCIÓN”; o utilizar un relevador digital en el mercado internacional del LISTADO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN APROBADOS ([LSPA No.100/2022 antes LAPEM-05L](#)) por los Ingenieros del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) para interconectar al transformador de potencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

#### I) Seleccionar Protección Sobrecorriente de neutro en alimentadores (51N)

Seleccionar un relevador digital del LISTADO ([LSPA No.100/2022](#)) en función de su Marca/Modelo/Función/Tensión/Protección para que opere de manera instantánea con una señal lógica, en niveles muy elevados de corriente en el supuesto de una falla en el neutro del transformador.

De acuerdo a CFE, se debe ajustar por debajo de la curva de daño del alimentador y la **Protección de Sobrecorriente neutro en alimentadores 51N** debe cumplir con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-62](#).

#### II) Ejemplo 1: Protección Sobrecorriente de neutro en alimentadores (51N)

El relevador SEL-387 provee elementos de sobrecorriente de fase instantáneo tiempo definido y tiempo inverso para cada entrada ([Ver Figura 5.10](#)). El ajuste pickup y las características de los elementos de sobrecorriente, son independientes de los ajustes de los elementos diferenciales. Sus protecciones son utilizadas debido a su rápida actuación en condiciones de fallas internas en el transformador de potencia y con las fallas de barras y/o alimentadores adyacentes.

Se recomienda utilizar las protecciones de sobrecorriente con el tipo de curva inversa ([Ver Anexo 5](#)) para evitar los daños en los transformadores, debido a corriente externas excesivas por una falla externa mal despejada. Adicionalmente, los elementos instantáneos del REL-387 se utilizan para detectar fallas de corriente dentro de la zona de protección diferencial. Se puntualiza que también los elementos de sobrecorriente pueden detectar fallas de baja corriente, dentro de la zona de protección.

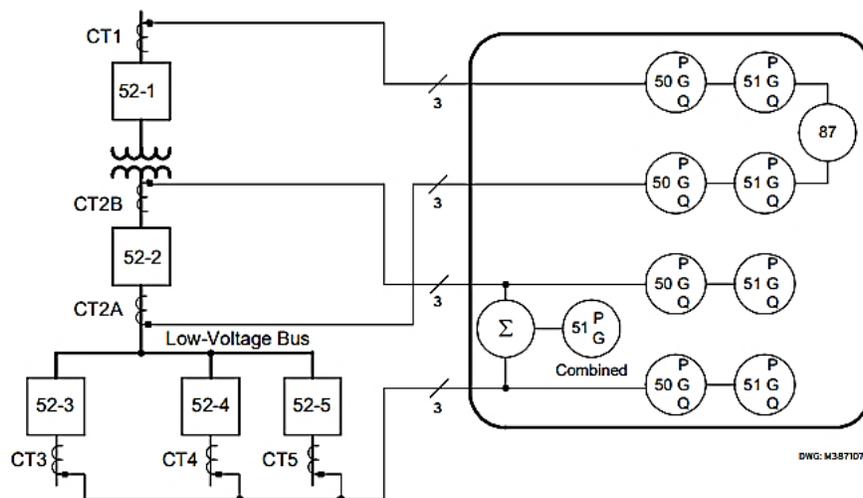


Figura 5.10 Protección transformador (51N) SEL-387

### III) Ejemplo 1: Cálculo Sobrecorriente de neutro en alimentador (51N)

Determinar la corriente de operación del relevador, la cual tiene un valor de 30% de la capacidad máxima del transformador.

Donde:

$I_{51N}$  = Corriente de operación 51N

$I_{nomMax.CapX}$  = Corriente máxima de operación del transformador de potencia

$I_{Pickup51N}$  = Corriente de operación de la Protección 51N en el relevador

$RTC_{PRS}$  = Relación de transformación del instrumento de medición en el neutro del alimentador.  $RTC = 600/5 = 120$

#### Fórmula

$$I_{51N} = (0.3) (I_{nomFOA2x})$$

#### Sustitución

$$I_{51N} = (0.3) (753.0655 (A))$$

#### Resultado

$$I_{51N} = 225.9196 (A)$$

#### Resultado (TC's)

$$I_{Pickup51N} = \frac{I_{51N} (A)}{RTC} = \frac{225.9196(A)}{120} = 1.8827 (A) \text{ secundarios.}$$

#### IV) Ejemplo 1: Selección del tipo de curva y cálculo del Dial de Tiempo

Seleccionar el tipo de curva inversa ([Ver Anexo 5](#)) en relevador digital y ajustar el tiempo de operación en 0.3 segundos para el supuesto de una falla monofásica en la salida del alimentador.

Donde:

**T<sub>p</sub>** = Tiempo de operación (0.3 Segundos)

**TD** = Ajuste Dial Tiempo

**M** = Corriente aplicada en múltiplos de I<sub>CC3FX</sub> / I<sub>Pickup51N</sub>

I<sub>CC3FX</sub> = Corriente CortoCircuito trifásica barra baja tensión

La corriente de CortoCircuito para el supuesto de una falla monofásica (I<sub>cc</sub>) de acuerdo a “**los Criterios**” es igual a I<sub>cc1FX</sub> = **5,000 (A)**

#### Fórmula Curva Inversa (U2-SEL387)

$$T_p = \left[ (TD) \left( 0.180 + \frac{(5.95)}{(M)^2 - 1} \right) \right]$$

#### Despejando a TD de la fórmula

$$TD = \left[ \frac{T_p}{\left( 0.180 + \frac{(5.95)}{(M)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Sustitución

$$TD = \left[ \frac{0.3}{\left( 0.180 + \frac{(5.95)}{\left( \frac{5,000}{225.9} \right)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = \left[ \frac{0.3}{(0.1921)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = 1.56 \text{ Segundos}$$

## 5.7 Paso 7 Protección de respaldo neutro del Transformador (PRN)

### 5.7.1 Determinar al relevador digital (51NT)

Identificar el relevador digital en el mercado internacional que cumplan con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-81](#) “CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA RELEVADORES DE PROTECCIÓN”; o utilizar un relevador digital en el mercado internacional del LISTADO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN APROBADOS ([LSPA No.100/2022 antes LAPEM-05L](#)) por los Ingenieros del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) para interconectar al transformador de potencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

#### I) Seleccionar Protección Sobrecorriente temporizada de neutro del transformador (51NT)

Seleccionar un relevador digital del LISTADO ([LSPA No.100/2022](#)) en función de su Marca/Modelo/Función/Tensión/Protección para que opere de manera instantánea con una señal lógica, en niveles muy elevados de corriente en el supuesto de una falla independiente en cada punto de aterrizamiento con el que cuente el transformador de potencia. De acuerdo a CFE, el nivel de ajuste de pickup se debe realizar al 25 % la máxima capacidad del transformador de potencia y la **Protección del Transformador 51NT** debe cumplir con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-62](#).

#### II) Ejemplo 1: Protección Sobrecorriente temporizada de neutro del transformador (51NT)

El relevador SEL-387 provee protección sensitiva en contra de fallas en los instrumentos de medición del transformador conectado en estrella, únicamente ocurren dentro de la zona definida por la ubicación de los instrumentos de medición del neutro ([Ver Figura 5.11](#)). El ajuste pickup y las características de los elementos de sobrecorriente, son independientes de los ajustes de los elementos diferenciales. Sus protecciones son utilizadas debido a su rápida actuación en condiciones de fallas internas en el transformador de potencia y con las fallas de barras y/o alimentadores adyacentes.

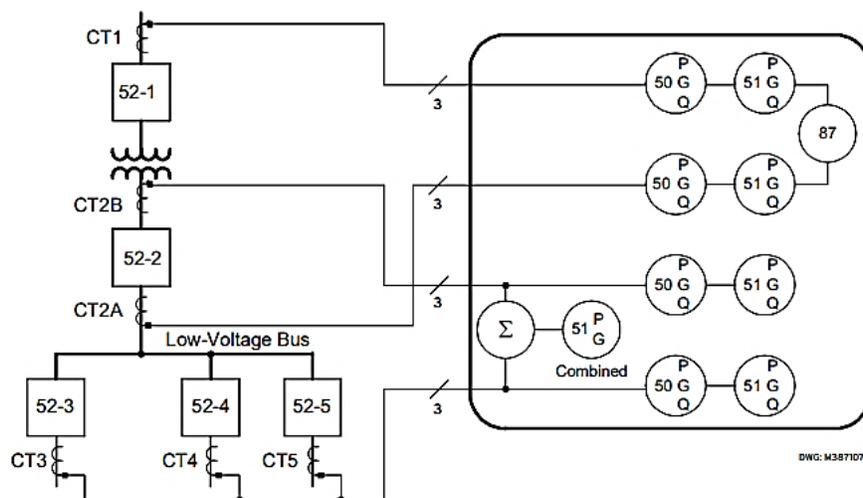


Figura 5.11 Protección transformador (51NT) SEL-387

### III) Ejemplo 1: Cálculo Sobrecorriente temporizada de neutro del transformador (51NT)

Determinar la corriente de operación del relevador, la cual tiene un valor de 20% de la capacidad del transformador en su máximo paso de enfriamiento.

Donde:

$I_{nom25\%Max.CapX}$  = Corriente de operación del transformador de potencia en el devanado secundario al 20% de su máxima capacidad

$I_{Pickup51NT}$  = Corriente de operación de la Protección 51NT en el relevador

$RTC_{PRS}$  = Relación de transformación.  $RTC = 600/5 = 120$

#### Fórmula

$$I_{nom25\%Max.CapX} = (0.2) (I_{nomFOA2x})$$

#### Sustitución

$$I_{51NT-L} = (0.2) (753.0655 (A))$$

#### Resultado

$$I_{51NT-L} = 150.613 (A)$$

#### Resultado (TC's)

$$I_{Pickup51NT} = \frac{I_{51NT-L} (A)}{RTC} = \frac{150.613(A)}{120} = 1.255 (A) \text{ secundarios.}$$

#### IV) Ejemplo 1: Selección del tipo de curva y cálculo del Dial de Tiempo

Seleccionar el tipo de curva inversa ([Ver Anexo 5](#)) en relevador digital y ajustar el tiempo de operación para el supuesto de una falla monofásica en la barra de baja tensión, entre un periodo de 0.6 y 0.8 segundos.

Donde:

**T<sub>p</sub>** = Tiempo de operación (0.7 Segundos)

**TD** = Ajuste Dial Tiempo

**M** = Corriente aplicada en múltiplos de **I<sub>cc3FH</sub> / I<sub>Pickup51NX</sub>**

**I<sub>cc3FX</sub>** = Corriente CortoCircuito Devanado Primario

La corriente de CortoCircuito para el supuesto de una falla monofásica (I<sub>cc</sub>) de acuerdo a “**los Criterios**” es igual a **I<sub>cc1FX</sub> = 5,000 (A)**

#### Fórmula Curva Inversa (U3-SEL387)

$$T_p = \left[ (TD) \left( 0.180 + \frac{(5.95)}{(M)^2 - 1} \right) \right]$$

#### Despejando a TD de la fórmula

$$TD = \left[ \frac{T_p}{\left( 0.180 + \frac{(5.95)}{(M)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Sustitución

$$TD = \left[ \frac{0.7}{\left( 0.180 + \frac{(5.95)}{\left( \frac{5,000}{150.613} \right)^2 - 1} \right)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = \left[ \frac{0.7}{(0.1854)} \right]$$

#### Resultado

$$TD = 3.775 \text{ Segundos}$$

### 5.7.2 Determinar al relevador digital (50FI)

Identificar el relevador digital en el mercado internacional que cumplan con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-81](#) “CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA RELEVADORES DE PROTECCIÓN”; o utilizar un relevador digital en el mercado internacional del LISTADO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN APROBADOS ([LSPA No.100/2022 antes LAPEM-05L](#)) por los Ingenieros del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) para interconectar al transformador de potencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

#### I) Seleccionar Protección para falla interruptor (Alta - 50FI)

Seleccionar un relevador digital del LISTADO ([LSPA No.100/2022](#)) en función de su Marca/Modelo/Función/Tensión/Protección para que opere de manera instantánea con una señal lógica, en los supuestos de falla en activación de los interruptores de potencia. De acuerdo a CFE, el nivel de ajuste de pickup se debe realizar al 100 % la capacidad máxima de operación del transformador de potencia. Además, la **Protección para falla interruptor en lado primario 50FI-H** debe cumplir con lo establecido en la [Especificación CFE G0000-62](#).

#### II) Ejemplo 1: Protección para falla interruptor en lado primario 50FI-H

Determinar la corriente de operación, la cual tiene un valor de 100% de la capacidad máxima del transformador.

**Donde:**

$I_{51FI-H}$  = Corriente de operación

$I_{nomMax.CapX}$  = Corriente máxima de operación del transformador de potencia

$I_{Pickup50FI-H}$  = Corriente de operación de la Protección 51FI-H

<b>Fórmula</b>
----------------

$$I_{50FI-H} = (I_{nomMax.CapX})$$

<b>Resultado</b>
------------------

$$I_{50FI-H} = 203.77 \text{ (A)}$$

<b>Resultado (TC's)</b>
-------------------------

$$I_{Pickup50FI} = \frac{I_{50FI-H} \text{ (A)}}{RTC} = \frac{203.77 \text{ (A)}}{80} = 2.5471 \text{ (A) secundario.}$$

El tiempo de operación efectivo es el mismo desde que llega el supuesto de orden de arranque y sobrecorriente hasta la salida de los contactos del relevador en el orden de los 150 mili-segundos y un tiempo de redisparo de 40 milisegundos.

## Conclusiones

“Por mi raza hablará el espíritu”

∞ José Vasconcelos Calderón (1982 – 1959) † ∞

---

En el desarrollo del presente trabajo, se identificaron los dispositivos eléctricos y mecánicos que logran cumplir con la protección del transformador de potencia, el cual utiliza la acción de un campo magnético para realizar la conversión de la energía. Es un elemento muy eficiente, sin embargo, como se mostró en capítulo tres, el Sistema Eléctrico presenta distintas adversidades que pueden afectar la continuidad en el Servicio Eléctrico y al mismo tiempo deteriorar su vida útil.

La máquina eléctrica estática presenta distintas clasificaciones, en virtud del número de fases, capacidad operativa, forma constructiva del núcleo, tipo de enfriamiento, forma de conexión en el Sistema Eléctrico, componentes internos y tipos de protecciones internas, es de suma importancia que los estudiantes identifiquen las clasificaciones presentadas, a fin de practicidad en su vida laboral.

El Supervisor del Transformador de Potencia. El relevador SEL – 2414 presenta la solución completa de control y monitoreo para los transformadores de potencia. Realiza el monitoreo de la temperatura y posición de las derivaciones con caga. Efectúa el control de los ventiladores de enfriamiento, así como, elevación y descenso respecto a las posiciones de derivación.

Las conexiones comunes en los transformadores de potencia, presentadas en el Capítulo 2, refieren que ambos devanados, presentan diferentes ángulos de fase, por lo que, es de suma importancia que los Ingenieros realicen una correcta identificación y compensación, para que el desajuste no provoque un flujo de corriente erróneo y los relevadores no actúen un disparo falso por error en medición.

La corriente Inrush (Corriente de magnetización) es un fenómeno causado por la energización de un transformadore de potencia. Dichas corrientes pueden alcanzar valores de 8 a 12 veces la corriente nominal de operación. La experiencia en campo refiere que cuando es la primera vez que se energiza el transformador se pueden alcanzar valores hasta 30 veces la corriente nominal. El Relevador SEL-387 tiene la ventaja de bloquear la segunda armónica que permiten evitar los falsos disparos por energización en el transformador de potencia.

Un análisis de los expertos respecto al aspecto de los gases, se puntualiza que el color de los gases indica el material aislante que se encuentra sufriendo severos esfuerzos eléctricos, por lo que, para los supuestos de gases blancos procede el deterioro del papel, por otra parte, para los supuestos gases amarillos derivan del deterioro de piezas de madera y los gases negros o grises derivan del aceite. Esta información permite determinar en sitio el tipo de afectación que se presenta en el transformador de potencia de manera interna.

Las protecciones eléctricas se pueden clasificar en preventivas, internas, primarias y secundarias o de respaldo. Todas en lo general, deben de ser lo suficientemente sensibles para que operen de manera segura, selectivas para que operen dentro de su zona de protección en el supuesto de una falla franca; veloces para que opere de manera instantánea, confiables y redundantes para el supuesto donde no opere una protección de manera instantánea entre en operación el respaldo de protección.

La protección por fusible presenta la ventaja de ser un dispositivo económico y que requiere poco mantenimiento, logran proteger de manera confiable por fallas externas, sin embargo, proporcionan una protección limitada para fallas internas. Por lo tanto, se sugiere se utilicen en transformadores con capacidad hasta los 5 MVA (trifásicos).

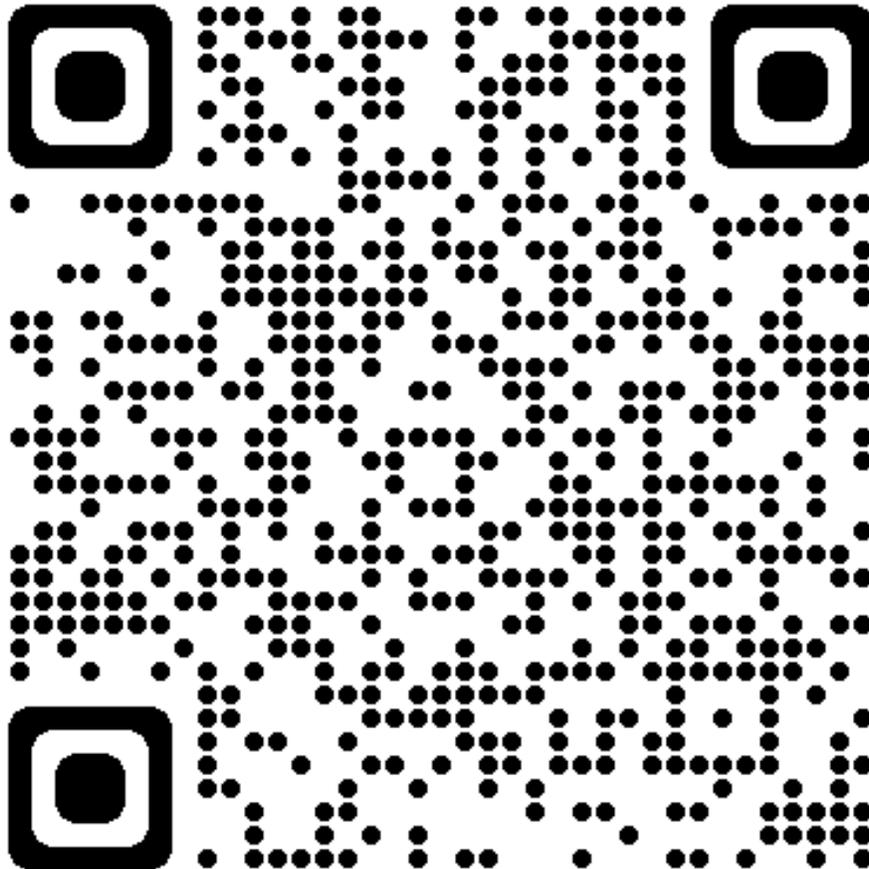
La protección diferencial, es la protección primaria (PP1) su principal funcionamiento permanece en el procesamiento de los valores comparados, sin embargo, la protección diferencial por restricción resulta ser más sensible para discriminar las corrientes de energización y saturación de los instrumentos de medición. Asimismo, esta innovación tecnológica permite adicionar una configuración con retención de armónicos para las corrientes inrush que contiene elevados porcentajes de corrientes armónicas.

Las protecciones de sobrecorriente instantáneo (ANSI 50) actúan de manera inmediata en el supuesto donde la falla supere el nivel previamente ajustado por los Ingenieros en el relevador. Cada Protección tiene su condición y ajuste específico. Por otra parte, las protecciones de Sobrecorriente temporizado (ANSI 51) actúan de manera inmediata en el supuesto donde la falla supere un determinado tiempo previamente ajustado por los Ingenieros en el relevador. Cada Protección tiene su propias condiciones, ajustes y palancas de tiempo. Estas protecciones son utilizadas para proporcionar respaldo a la Protección Primaria del Transformador de Potencia y/o las fallas externas resultantes por las cargas instaladas.

---

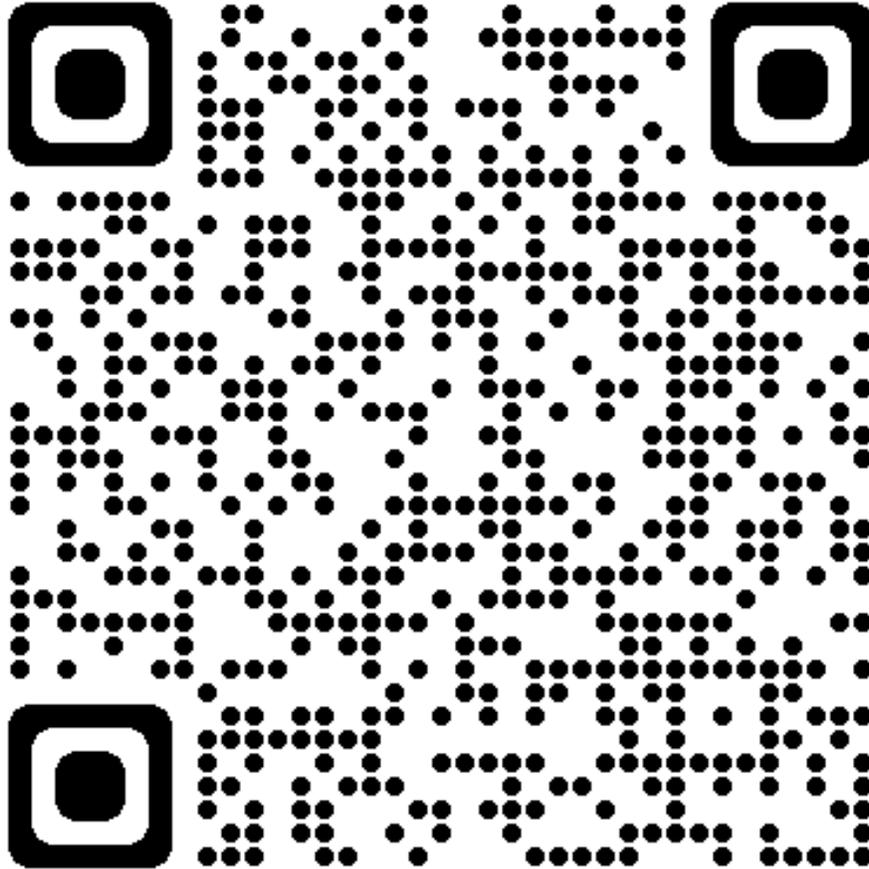
## ANEXOS

### ANEXO 1. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)



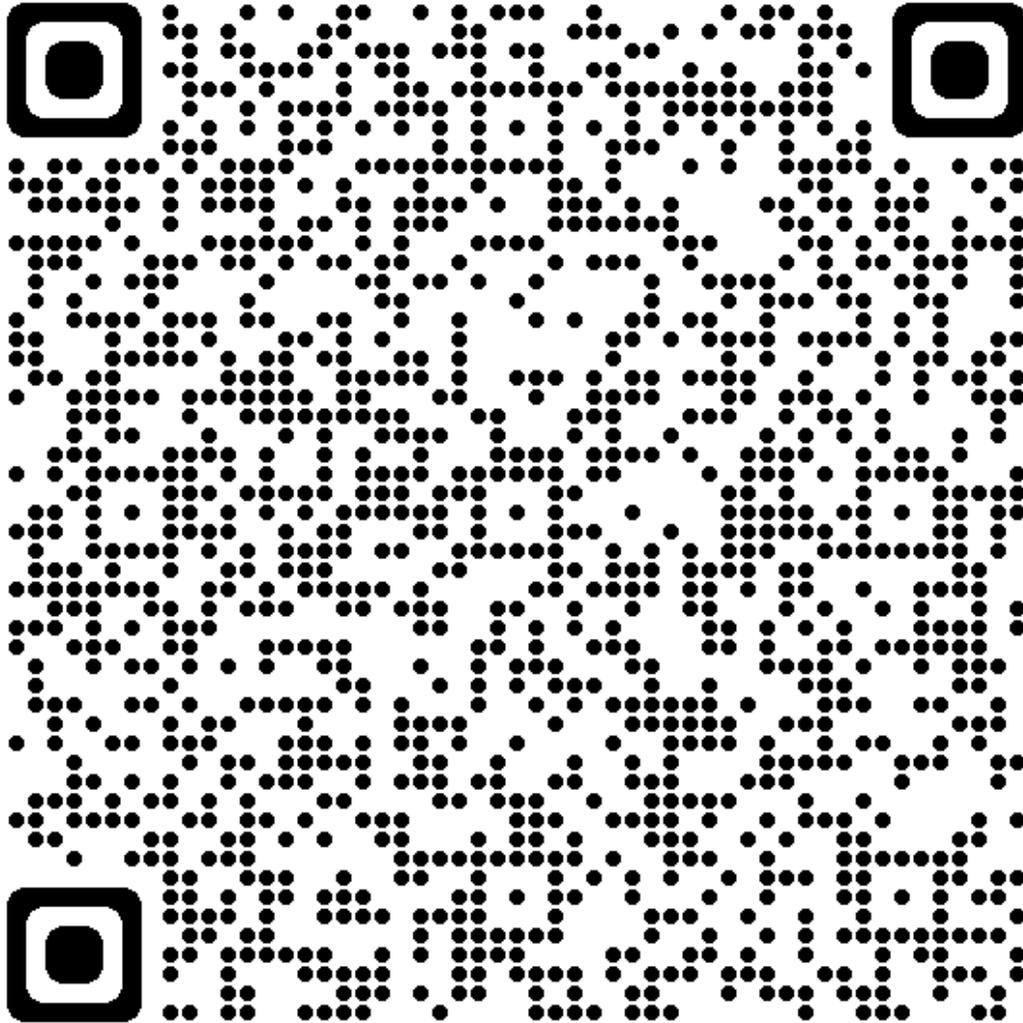
[Mod Gral Planeación 2022-2027 Diagramas Unifilares RNT y RGD del MEM.pdf](#)  
([cenace.gob.mx](http://cenace.gob.mx))

## ANEXO 2. DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS



<https://www.gob.mx/cenace/articulos/graficas-de-demanda-y?idiom=es>

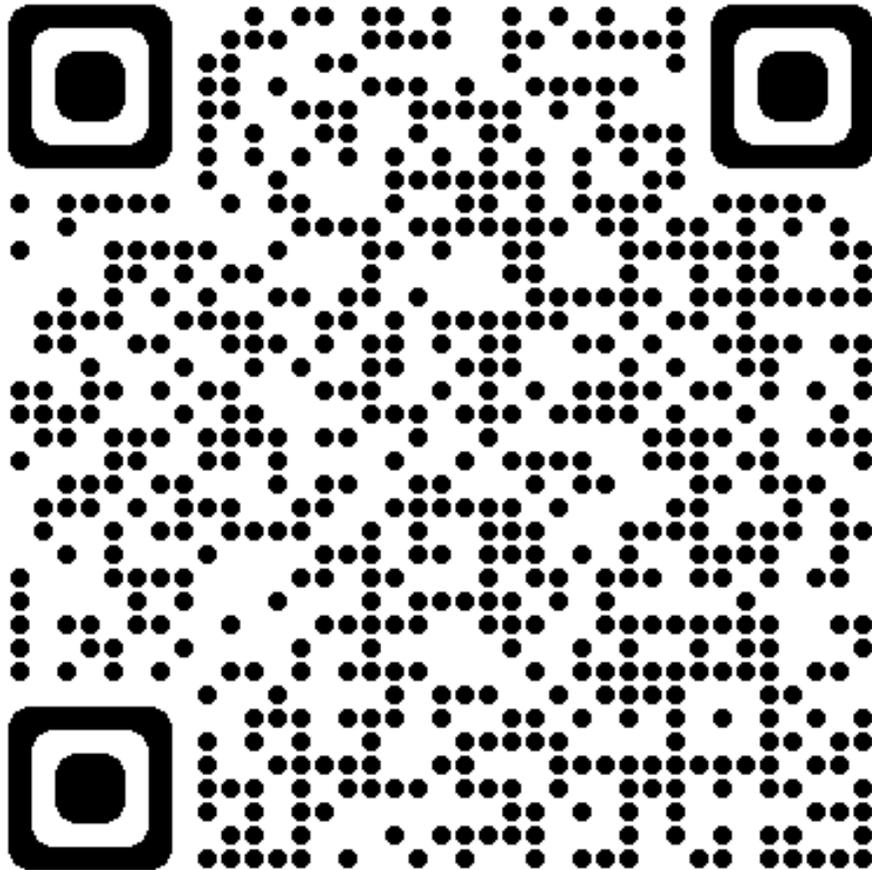
**ANEXO 3. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**



[Mod Gral Planeación 2022-2027 Diagramas Unifilares RNT y RGD del MEM.pdf](#)  
([cenace.gob.mx](http://cenace.gob.mx))



ANEXO 4. CFE LAPEM



[LAPEM \(cfe.mx\)](http://cfe.mx)



ANEXO 5 CURVAS DE SOBRECORRIENTE  
FUENTE MANUAL SEL-387

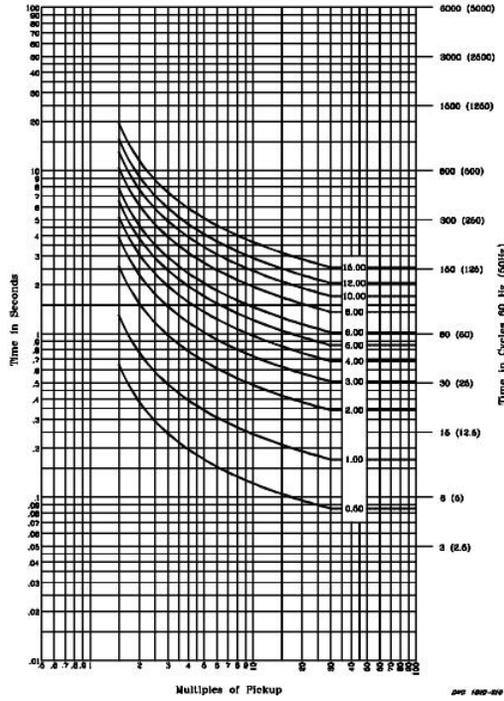


Figura 3.30: Curva U.S.  
Moderadamente  
Inversa: U1

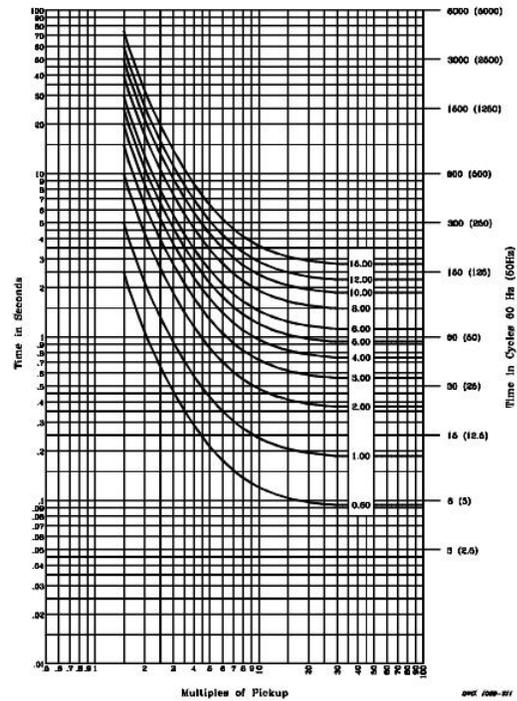


Figura 3.31: Curva U.S. Inversa: U2

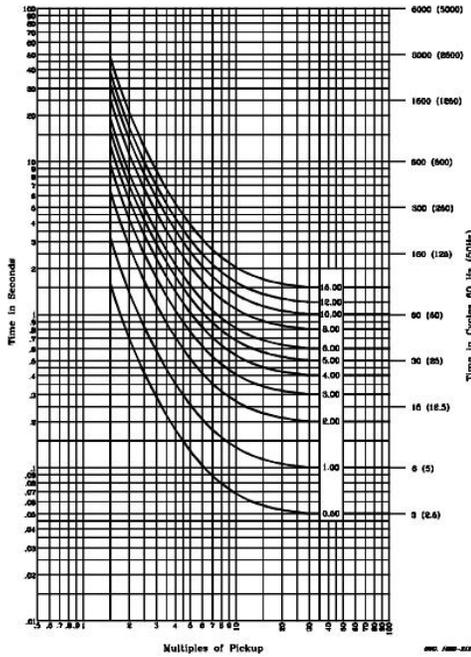


Figura 3.32: Curva U.S. Muy Inversa: U3

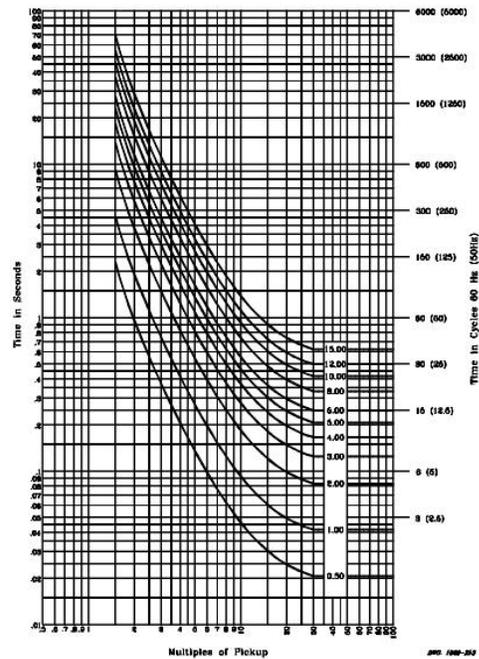


Figura 3.33: Curva U.S. Extremadamente Inversa: U4

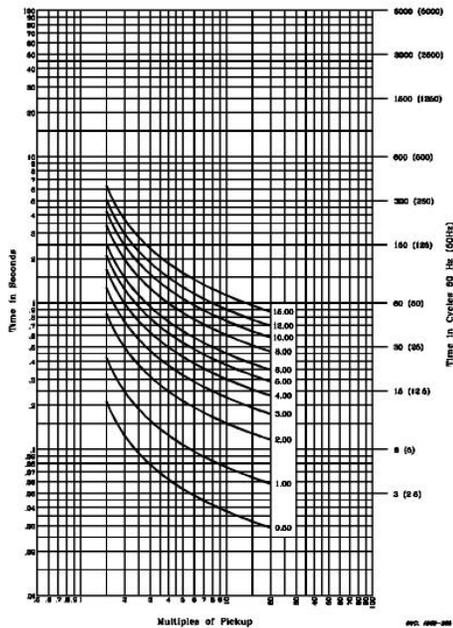


Figura 3.34: Curva U.S. Inversa de Tiempo corto: U5

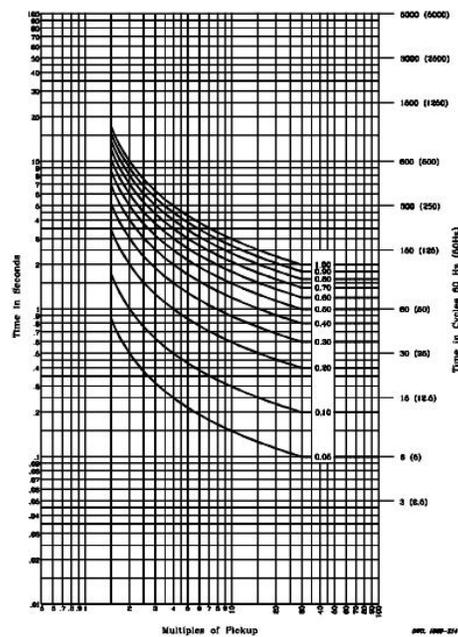


Figura 3.35: Curva I.E.C. Clase A (Standard Inversa): C1

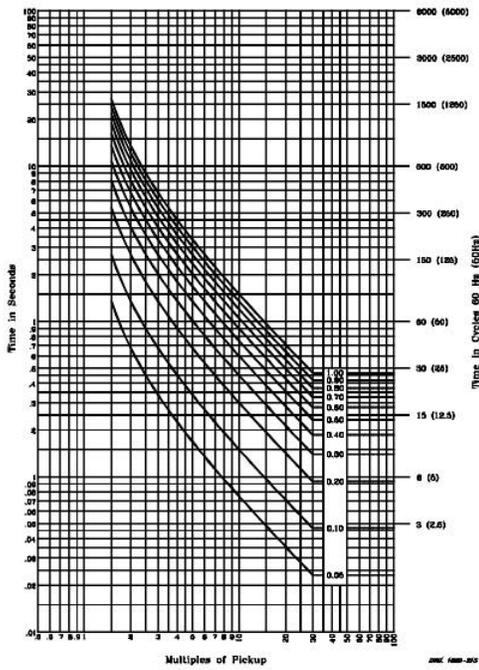


Figura 3.36: Curva I.E.C. Clase B (Muy Inversa): C2

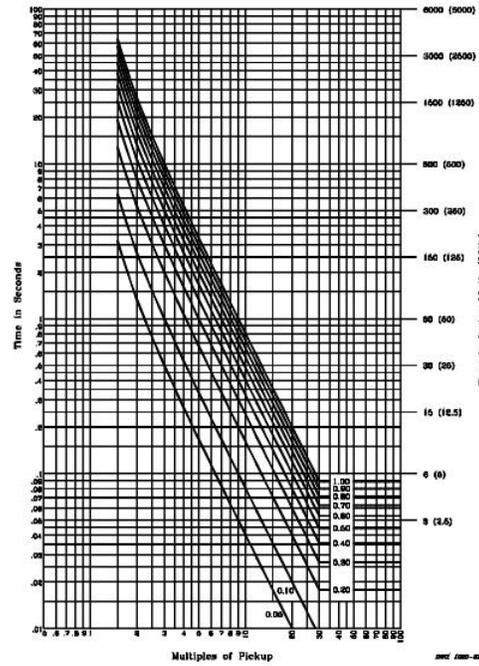


Figura 3.37: Curva I.E.C. Clase C (Extremadamente Inversa): C3

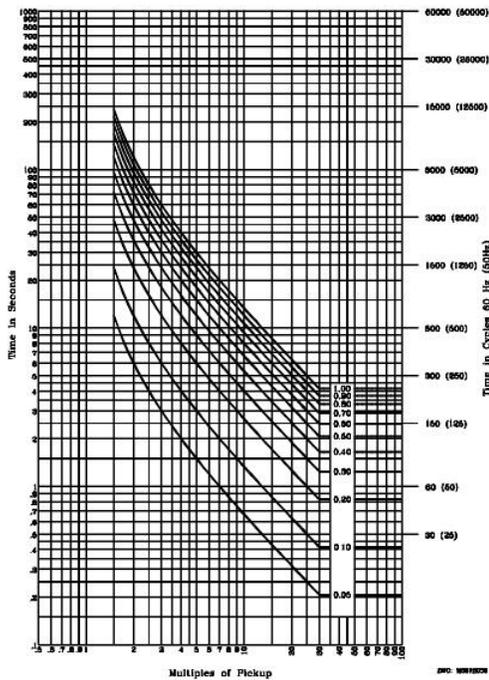


Figura 3.38: Curva I.E.C. Inversa de Tiempo largo: C4

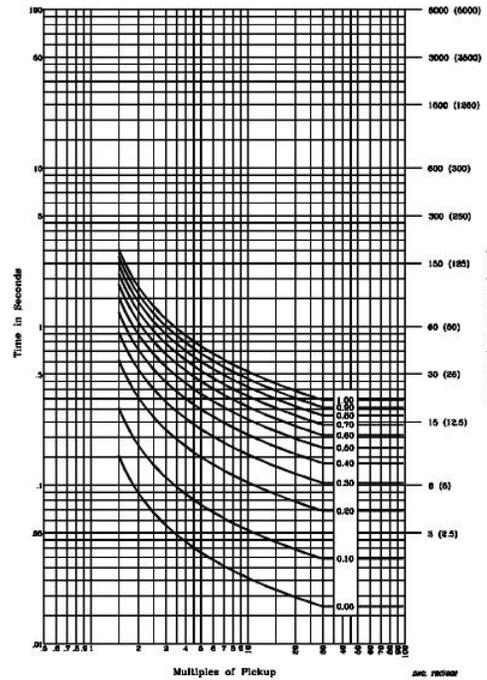
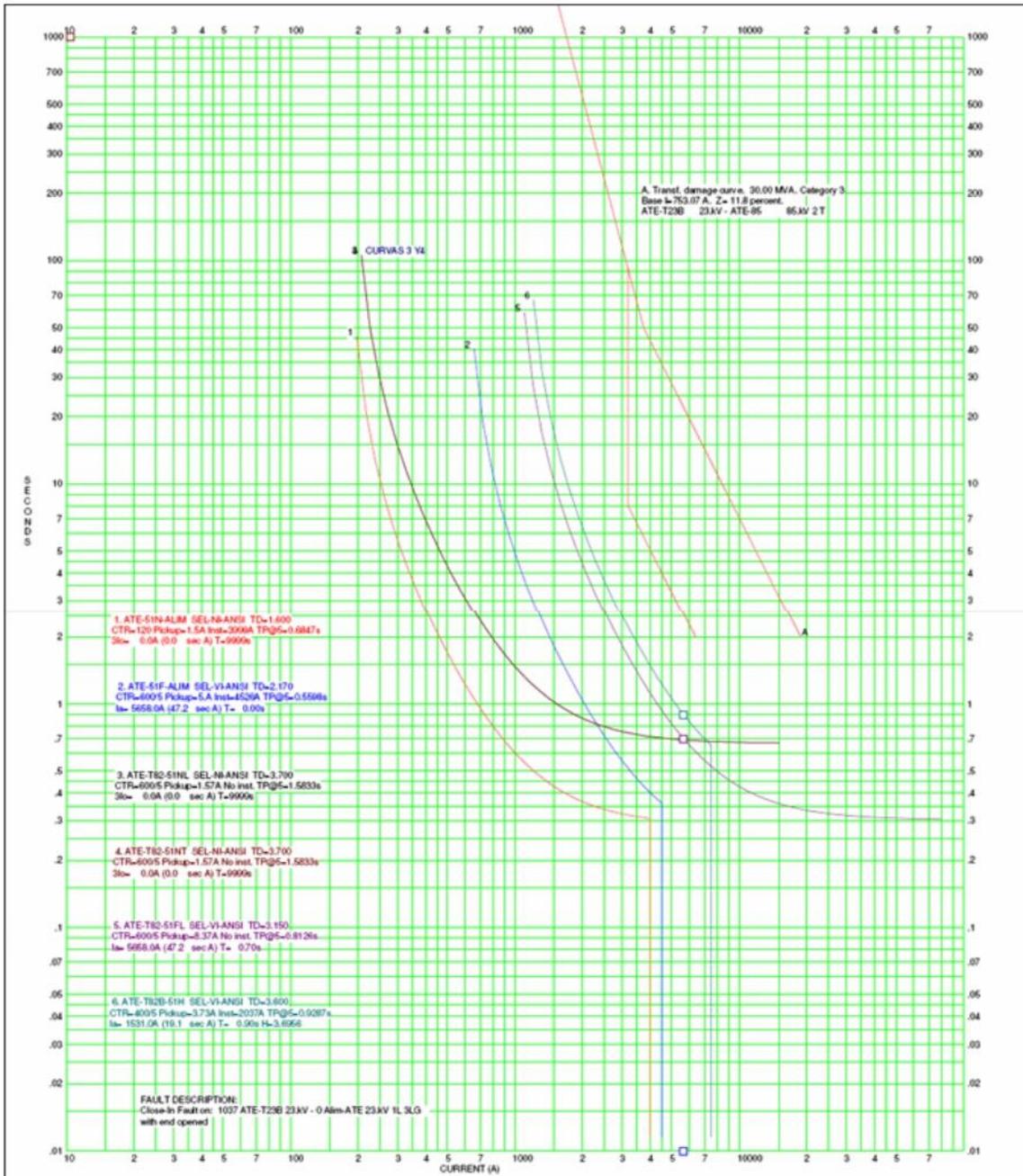


Figura 3.39: Curva I.E.C. Inversa de Tiempo corto: C5

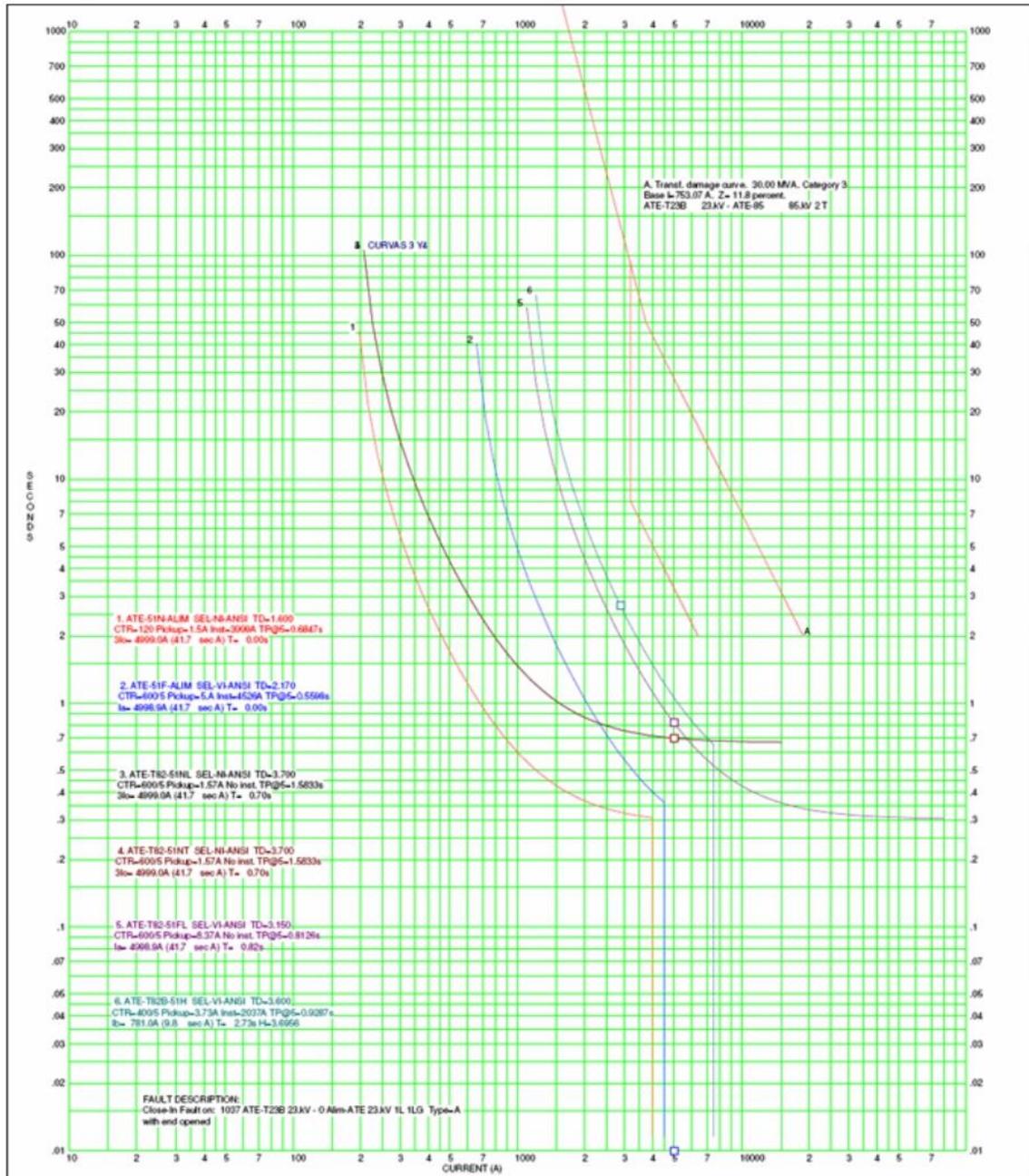


ANEXO 6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA PARA FALLA TRIFÁSICA





## ANEXO 7 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA PARA FALLA MONOFÁSICA





## BIBLIOGRAFÍA

**Criterios de ajustes para protecciones de transformadores y autotransformadores**

**Autor: CFE**

**Editorial: CFE, Año 2014**

**Especificación**

**CFE G0000-62**

**Esquemas normalizados de protecciones para Transformadores de Potencia**

**Especificación**

**CFE G0000-81**

**Características Técnicas para Relevadores de Protección.**

**IEEE C57.12.80**

**Standard Terminology for Power and Distributions Transformers.**

**IEEE C37.91.2000**

**Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers.**

**NMX-J-284-ANCE-2018**

**Transformadores y Autotransformadoras de Potencia – Especificaciones.**

**“Máquinas eléctricas y transformadores”**

**Autor: O’Callaghan Casas, J; Kosow, Irving L.**

**Editorial: Reverte; Año: 1975**

**“El arte y la ciencia de la protección por relevadores”**

**Autor: Mason, C. Russell**

**Editorial: CECSA; Año: 1971**

**“Protective Relaying Principles and Applications”**

**Autor: Marcel Dekker**

**Editorial: Blackburn; Año: 2014**

**“Protective Relaying Principles and Applications”**

**Autor: Marcel Dekker**

**Editorial: Blackburn; Año: 2014**

**Power System Relaying**

**Autor: Stanley H. Horowitz, Arun G. Phadke**

**Editorial: Wiley; Año: 2008**



## REFERENCIAS

- CFE. (03 de 2008). CFE Distribución. Obtenido de [https://campusdcoc.cfe.mx/cvdbaj/pluginfile.php/20864/mod\\_resource/content/1/GOD%203537%20CAPITULO%209%20.pdf](https://campusdcoc.cfe.mx/cvdbaj/pluginfile.php/20864/mod_resource/content/1/GOD%203537%20CAPITULO%209%20.pdf)
- CFE. (08 de Abril de 2011). Especificación CFE G0000-81. Obtenido de Comisión Federal de Electricidad - LAPEM: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/u/G0000-81.pdf>
- CFE. (2013). Especificación CFE G0000-62. Obtenido de LAPEM CFE: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/d/G0000-62.pdf>
- CFE. (2014). Gerencia Nacional de Protecciones. Obtenido de <https://drive.google.com/file/d/1NoXgd8ae0gLIJErhR1g-6Rn7-4CwHUs7/view?usp=sharing>
- CFE. (17 de Octubre de 2016). Especificaciones CFE K0000-06. Obtenido de Comisión Federal de Electricidad - LAPEM: [https://lapem.cfe.gob.mx/normas/carga\\_pagina.asp?pag=K0000-06.pdf](https://lapem.cfe.gob.mx/normas/carga_pagina.asp?pag=K0000-06.pdf)
- CFE. (Abril de 2021). Informe Anual 2022. doi:<https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/pages/informes-anuales.aspx>
- CFE, C. F. (s.f.). CFE LAPEM. Obtenido de <https://www.cfe.mx/unidadesdenegocio/lapem/pages/default.aspx>: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/u/G0000-81.pdf>
- CFE, Manual. (Junio de 2007). FES ARAGON DRIVE. Obtenido de Manual de Transformadores de Potencia: [https://drive.google.com/file/d/1uFQNAIbqSLsina8B1MHoF3-hrye\\_8bHz/view?usp=sharing](https://drive.google.com/file/d/1uFQNAIbqSLsina8B1MHoF3-hrye_8bHz/view?usp=sharing)
- CFE-Distribución. (19 de junio de 2022). CUMPLIMIENTO REGULATORIO. Obtenido de <https://www.cfe.mx/distribucion/cumplimiento/pages/default.aspx>: <https://www.cfe.mx/distribucion/cumplimiento/Documents/PAM%20de%20las%20RDG%202021-2035.pdf>
- Chapman, S. J. (2012). Máquinas Eléctricas. New York, traducido en inglés de Electric Machinery Fundamental, Estados Unidos: Mc Graw Hill. Recuperado el 2021
- DOF. (11 de Agosto de 2014, Artículo 3, Fracción X). Ley de la Industria Eléctrica. Obtenido de Diario Oficial de la Federación: [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014)
- DOF. (11 de Enero de 2016). TÉRMINOS para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad. Obtenido de Diario Oficial de la Federación: [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5422390&fecha=11/01/2016](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422390&fecha=11/01/2016)



- Hartmann, W. (2018). Beckwith Electric. Obtenido de <https://beckwithelectric.com/>:  
[https://na.eventscloud.com/file\\_uploads/fcdbc21cac1909692839b242e46c9a3c\\_TransformerProtection\\_\\_180306.pdf](https://na.eventscloud.com/file_uploads/fcdbc21cac1909692839b242e46c9a3c_TransformerProtection__180306.pdf)
- Horowitz, S., & Phadke, A. (2008). Power System Relaying (Third ed.). England: John Wiley & Sons Ltd. Research Studies Press Limited. Obtenido de <https://drive.google.com/file/d/1FWfanHyAppttHPmK4gljWCLzpeqJauec/view?usp=sharing>
- IEEE-España. (9 de Agosto de 2020). Obtenido de <https://ieeespain.org/doscientos-aniversario-oersted-y-el-descubrimiento-del-electromagnetismo/>
- INEGI. (25 de Enero de 2021). INEGI. Obtenido de COMUNICADO DE PRENSA:  
[https://www.inegi.org.mx/contenidos/saladeprensa/boletines/2021/EstSociodem/ResultCenso2020\\_Nal.pdf](https://www.inegi.org.mx/contenidos/saladeprensa/boletines/2021/EstSociodem/ResultCenso2020_Nal.pdf)
- INEGI. (2022). CUÉNTAME. Obtenido de <https://cuentame.inegi.org.mx/monografias/informacion/mex/default.aspx?tema=me&e=15>
- Lozano Contreras, A. (2017). Tesis de Matemático, Modelos estadísticos para el análisis de la componente energética de los precios marginales locales de la electricidad en el sistema eléctrico mexicano. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. Obtenido de <http://132.248.9.195/ptd2017/noviembre/0768206/Index.html>
- Mendieta Lugo, I. H., & Jiménez Badillo, O. (11 de Agosto de 2016). Tesis de Licenciatura en Derecho; REGULACIÓN DE LA DEUDA DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD DERIVADA DE LOS PROYECTOS PIDIREGAS. Estado de México: Universidad Nacional Autónoma de México. Obtenido de Diario Oficial de la Federación:  
<http://132.248.9.195/ptd2016/mayo/0744628/Index.html>
- National, G. (29 de Junio de 2022). Historia Natioanl Geographic. Obtenido de [https://historia.nationalgeographic.com.es/a/nikola-tesla-genio-electricidad\\_14494](https://historia.nationalgeographic.com.es/a/nikola-tesla-genio-electricidad_14494)
- Olivares Galván, J., A. Vengas, M., & Magdalena, S. (2020). Área de Ingeniería Energética y Electromagnética. Obtenido de <http://iee.azc.uam.mx/>:  
[http://iee.azc.uam.mx/ilg/tms/Articulo\\_Historia\\_del\\_Transformador.pdf](http://iee.azc.uam.mx/ilg/tms/Articulo_Historia_del_Transformador.pdf)
- Ortega Hernández, S. (2021). Tesis de Maestría en Economía, Consumo de electricidad y crecimiento económico en México. México: Universidad Nacional Autónoma de México. Obtenido de <http://132.248.9.195/ptd2021/marzo/0810038/Index.html>
- Royal Society, T. (Septiembre de 2020). PUBLISHING. Obtenido de <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsnr.2020.0027>
- Stevenson, W. D. (1988). ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. MÉXICO: McGraw-Hill.



- UNAM. (junio de 2021). Banco de Recursos UNAM-FI. Obtenido de <http://dcb.fi-c.unam.mx/cerafin/index.php>:  
[https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=http%3A%2F%2Fwww.dcb.unam.mx%2Fcerafin%2Fbancorec%2Fejenlinea%2FTema\\_3\\_3\\_EYM.ppt&wdOrigin=BROWSELINK](https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=http%3A%2F%2Fwww.dcb.unam.mx%2Fcerafin%2Fbancorec%2Fejenlinea%2FTema_3_3_EYM.ppt&wdOrigin=BROWSELINK)
- UNAM-FI, F. d. (2022). División de Ciencias Básicas. Obtenido de <https://dcb.ingenieria.unam.mx/index.php/coordinaciones/fisica-quimica/electricidad-magnetismo/cultura-eym/>
- UNAM-FI, F. d. (2022). División de Ciencias Básicas. Obtenido de <https://dcb.ingenieria.unam.mx/wp-content/themes/temperachild/CoordinacionesAcademicas/FQ/EyM/Biografias/AndreMarieAmpere.pdf>
- Vázquez Ojeda, M. E. (2020). Tesis de Ingeniería Eléctrica Electrónica, Análisis de la corriente Inrush y Sympathetic Inrush en transformadores. México: Universidad Nacional Autónoma de México. Obtenido de <http://132.248.9.195/ptd2020/septiembre/0803381/Index.html>



## REFERENCIAS IMÁGENES

Figura 1. Sistema Eléctrico de Potencia.  
Elaboración Propia RRG

Figura 2 Sistema Eléctrico Nacional  
CENACE

Figura 2.2 Transformadores monofásicos  
[IEM transformador de potencia - YouTube](#)

Figura 2.3 Transformador trifásico  
[IEM transformador de potencia - YouTube](#)

Figura 2.4 S.E. Infiernillo  
[\(CFE NACIONAL\) Facebook](#)

Figura 2.4 Tipo acorazado  
[IEM transformador de potencia - YouTube](#)

Figura 2.5 Tipo columna  
[IEM transformador de potencia - YouTube](#)

Figura 2.6 Enfriamiento tipo ONAN  
[PROLEC-GE-LATAM.pdf \(prolecge.com\)](#)

Figura 2.7 Enfriamiento tipo ONAN/ONAF  
[PROLEC-GE-LATAM.pdf \(prolecge.com\)](#)

Figura 2.8 Enfriamiento tipo ONAN/ODAF/ODAF  
[PROLEC-GE-LATAM.pdf \(prolecge.com\)](#)

Figura 2.9 Conexión Estrella-Estrella  
[Elaboración Propia-RRG](#)

Figura 2.10 Conexión Delta-Estrella  
[Elaboración Propia-RRG](#)

Figura 2.11 Conexión Delta-Delta  
[Elaboración Propia-RRG](#)

Figura 2.12 Conexión Estrella-Delta  
[Elaboración Propia-RRG](#)

Figura 2.13 Núcleo  
[Sector Electricidad | Profesionales en Ingeniería Eléctrica](#)



Figura 2.14 Acero al silicio

[IEM transformador de potencia - YouTube](#)

Figura 2.15 Acero Silicio

M. en C. Rodrigo Ocón Valdez

Figura 2.16 Tanque

[PROLEC-GE-LATAM.pdf \(prolecge.com\)](#)

<https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/references/phase-shifting-transformers-for-the-german-energy-transition.html>

Figura 2.17 Aislamientos

M. en C. Rodrigo Ocón Valdez

Figura 2.18 Boquillas

[References | Siemens Energy Global \(siemens-energy.com\)](#)

Figura 2.19 Cambiador de derivaciones

Figura 2.20 Equipo INERTAIRE

[EQUIPO DE GAS INERTE \(dirind.com\)](#)

Figura 2.21 Placa de datos

Figura 2.22 Relevador Buchholz

[Relé Buchholz \(emb-online.net\)](#)

Figura 2.23 Principio de funcionamiento

CFE-Coordinación de Distribución

Figura 2.24 Indicador de temperatura del aceite

IDEM

Figura 2.25 Indicador de temperatura del devanado

IDEM

Figura 2.26 Indicador de nivel de aceite

IDEM

Figura 2.27 Válvula de sobrepresión

IDEM



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**



Ricardo Rodríguez Garduño  
ricardorodriguez414@aragon.unam.mx