

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**PROPUESTA DE DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN LABORATORIO PARA EL
AJUSTE DE RELÉS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA**

PRESENTADO POR:

**ÁLVARO JOSÉ LIZAMA HERNÁNDEZ
JOSÉ FRANCISCO MARTÍNEZ ARGUETA
SAMUEL GRANADOS MEJÍA**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

SAN SALVADOR, OCTUBRE DE 2021

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PHD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo para optar al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**PROPUESTA DE DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN LABORATORIO PARA EL
AJUSTE DE RELÉS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA**

Presentado por:

ÁLVARO JOSÉ LIZAMA HERNÁNDEZ
JOSÉ FRANCISCO MARTÍNEZ ARGUETA
SAMUEL GRANADOS MEJÍA

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

SAN SALVADOR, OCTUBRE 2021

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

A mis padres que depositaron su confianza en mí, me apoyaron en todo momento, que con mucho sacrificio lograron proporcionarme lo necesario para que pudiera realizar mis estudios y crecer como persona.

A mi querida hermana de quien estoy muy orgulloso, por apoyarme siempre a su manera.

A mis tíos de la familia Lizama Ayala que a pesar de la distancia nos brindaron su apoyo en momentos de gran dificultad en nuestro hogar, sin dudarlo y con mucho gusto.

A mi familia Gonzales Hernández que siempre estuvo junto a mis padres en oración y en apoyo a nuestros problemas.

A mis amigos y colegas de la universidad con quienes aprendí muchas cosas y que en muchos momentos me apoyaron.

A nuestro asesor el Ingeniero Armando Martínez Calderón, quien nos brindó su apoyo, conocimiento y criterios que hicieron posible el desarrollo de este trabajo, que será un excelente recurso para futuros estudiantes de la escuela de Ingeniería Eléctrica, que quieran introducirse al área de protección de sistemas eléctricos de potencia.

Bendiciones y éxitos para todos

ÁLVARO JOSÉ LIZAMA HERNÁNDEZ

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

Con la realización de este trabajo se concluye una de las etapas más importantes de mi vida, y representa el esfuerzo y sacrificio de muchos años, haciéndose realidad uno de mis sueños.

Agradezco a las personas que me han acompañado y brindado su apoyo y confianza, De manera especial a mi madre y cada uno de mis hermanos que a pesar de cada una de las circunstancias particulares que han pasado, siempre me han brindado su ayuda cuando la he solicitado.

A la Universidad de El Salvador que me acogió durante estos años, especialmente a la Escuela de Ingeniería Eléctrica que me ha proporcionado los conocimientos e instalaciones para poder formarme como un excelente profesional.

A mis catedráticos en especial a nuestro asesor el Ingeniero Armando Martínez Calderón, quien nos ha brindado su apoyo, conocimiento y de su tiempo. Para que este trabajo haya logrado cumplir los objetivos planteado y con ello ser un aporte para los que deseen introducirse al área de protección de sistemas eléctricos de potencia

A mis amigos y compañeros que he conocido en estos años de estudio, principalmente al grupo que hemos realizado este trabajo, sin ellos este trabajo no fuera posible.

JOSÉ FRANCISCO MARTÍNEZ ARGUETA

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

Le doy gracias a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por haber sido mi fortaleza en los momentos de debilidad y sobre todo por haberme guardado la vida y llenar de enseñanza y felicidad mis días.

Le doy gracias a mis padres Elmer Esteban y María Enoe por haberme apoyado en todo momento, por los valores que me inculcaron tanto morales como espirituales y por el esfuerzo que ellos hicieron para poder pagarme una buena educación, y por haberme brindado un hogar bastante cálido.

A mi hermana Ana Verónica y su Esposo Jaime Barahona por ese apoyo incondicional que me brindaron y que sin su ayuda no hubiera podido continuar mis estudios, que a través de ese apoyo que me han brindado me enseñaron que no importa la distancia cuando hay unidad familiar.

A mi sobrina Alma Gabriela que nos llena de alegría y de quien estoy muy orgulloso.

A Reina Isabel Vides por toda la ayuda que nos ha brindado que Dios le Bendiga siempre.

A nuestro asesor de trabajo de graduación, Ing. Armando Martínez Calderón quien siempre ha estado apoyándonos desde que iniciamos este proyecto de investigación.

A cada uno de mis amigos y compañeros que en las buenas y en las malas han estado conmigo apoyándome y le agradezco al cartón a ese grupo de amigos y compañeros con quienes pasé y compartí gran parte de tiempo de estudio en la universidad nacional.

A cada una de las personas y miembros de la iglesia León de Judá que han estado Orando por mí.

Gracias a todos que Dios les Bendiga.

SAMUEL GRANADOS MEJÍA

CONTENIDO

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES DEL TRABAJO	2
1.1 Introducción.....	2
1.2 Objetivos.....	2
1.2.1 General.....	2
1.2.2 Específicos.....	2
1.3 Alcance	3
1.4 Definición del problema	3
1.5 Justificación	3
CAPÍTULO 2: CONCEPTOS BÁSICOS	4
2.1 Representación de las líneas	4
2.2 Componentes simétricas	5
2.2.1 Redes de secuencia	6
2.3 Cálculo de corrientes de cortocircuitos (Isc)	10
2.3.1 Características de los cortocircuitos	10
2.3.2 Tipos de fallas de cortocircuito.....	11
2.3.3 Métodos para la determinación de corrientes de cortocircuito.....	12
CAPÍTULO 3: MARCO TEÓRICO	20
3.1 Esquemas de alimentación en redes de transmisión y subtransmisión.....	20
3.1.1 Configuración en bus sencillo-Interruptor sencillo	20
3.1.2 Bus Sencillo y Barra de Transferencia	21
3.1.3 Interruptor Sencillo-Bus Doble	21
3.1.4 Configuración en anillo	22
3.1.5 Interruptor y medio.....	22
3.1.6 Doble bus-Doble interruptor.....	23
3.1.7 Comparación entre configuraciones de buses	23
3.2 Esquemas de alimentación en redes de distribución	25
3.2.1 Sistema radial	26
3.2.2 Sistemas en lazo o en anillo.....	27
3.3 Transformadores de instrumentación	28
3.3.1 Transformadores de corriente	28
3.3.2 Transformadores de potencial.....	35
3.4 Dispositivos de protección	40

3.4.1 Fusibles	40
3.4.2 Recloser	51
3.4.3 Circuit breaker	54
3.5 Coordinación entre dispositivos (Radial)	58
3.5.1 Coordinación entre fusibles de expulsión.....	58
3.5.2 Coordinación entre Recloser y Fusible.....	60
3.6 Tipo de aterrizamiento	63
3.6.1 Efectiva o sólidamente aterrizado.....	63
3.6.2 Aterrizado por impedancia.....	63
3.6.3 Aislado	63
3.7 Esquemas de protección en líneas eléctricas mediante relés (Relaying).....	64
3.7.1 Funcionamiento y definición de los relés	64
3.7.2 Funciones de los relés de protección	64
3.7.3 Zonas de protección.....	66
3.7.4 Tipos de relevadores según tecnología de operación.....	67
3.7.5 Relé de sobrecorriente no direccional (50, 51, 50N, 51N).....	71
3.7.6 Criterios de protección contra sobrecorriente.....	75
3.7.7 Coordinación entre Relé y Fusible (No direccional).....	76
3.7.8 Ecuación característica de tiempo inverso en relés de sobrecorriente.....	78
3.7.9 Relés de sobrecorriente direccional (67)	79
3.7.10 Relés de distancia (21).....	89
3.7.11 Protección de falla a tierra mediante relés (ground fault relaying)	103
3.8 Sistemas de comunicación en relés	106
3.8.1 Onda Portadora en Línea de Potencia (PLC).....	106
3.8.2 Microonda Analógica/Digital	109
3.8.3 Fibra Óptica, Optical Ground wire (OPGW).....	109
3.8.4 Protocolos en los sistemas de comunicación.....	110
3.8.5 Interconexión de sistema abierto (OSI).....	110
3.8.6 Protocolos empleados en sistemas de potencia	112
CAPÍTULO 4: PROTOCOLOS PREVIOS A LA UTILIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES Y EQUIPOS DEL LABORATORIO	116
4.1 Descarga electrostática	116
4.2 Ambiente.....	116
4.3 Seguridad e higiene ocupacional	116
4.3.1 Reglamento general	117

4.3.2	Seguridad para instructores	117
4.3.3	Seguridad para estudiantes	117
4.3.4	Equipo de protección personal	118
4.3.5	Relación entre CO ₂ y aire respirado.....	119
CAPÍTULO 5: DESARROLLO DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO		121
5.1	Motivos para realizar pruebas a relés de protección.....	121
5.2	Tipos de pruebas en relés.....	122
5.3	Técnicas de pruebas funcionales	123
5.3.1	Aplicación de modelos de potencia con medios analógicos.....	123
5.3.2	Aplicación de modelos de potencia con medios digitales	123
5.4	Pruebas en transformadores de protección	124
5.4.1	Pruebas en transformadores de corriente.....	124
5.4.2	Pruebas de transformadores de potencial	130
5.5	Pruebas con relés de protección.....	133
5.6	Especificación de equipos de laboratorio	134
5.6.1	Probador de transformadores de corriente “CT Analyser” de OMICRON©	134
5.6.2	Transformador de corriente AD23/N1 de Schneider Electric.....	137
5.6.3	Relé de distribución EDR-5000 de Eaton©	138
5.6.4	Fuente de alimentación del relé.....	147
5.6.5	Probador de relés de protección CMC 356 de OMICRON©.....	149
5.6.6	Rack para montaje de relé y fuente de alimentación.....	167
5.6.7	UPS.....	169
5.6.8	Computadora portátil.....	170
5.6.9	Precio estimado de equipo requerido.....	171
5.8	Desarrollo de trabajos previos al laboratorio.....	172
5.8.1	Prelaboratorio 1	172
5.8.1	Prelaboratorio 2	172
5.9	Desarrollo de trabajos de laboratorio.....	172
5.8.2	Laboratorio 1	172
5.8.3	Laboratorio 2	172
5.8.4	Laboratorio 3	172
5.8.5	Laboratorio 4	172
CONCLUSIONES.....		173
REFERENCIAS		174

ANEXOS	176
Prelaboratorio 1: Dimensionamiento de un transformador de corriente	176
Prelaboratorio 2: Introducción a la protección contra sobrecorriente (51).....	185
Laboratorio 1: Pruebas en transformadores de corriente mediante “CT Analyzer”	198
Laboratorio 2: Ajuste del elemento de sobrecorriente del relé EDR-5000	208
Laboratorio 3: Pruebas de inyección secundaria en elementos de sobrecorriente	215
Laboratorio 4: Prueba del elemento de sobrecorriente direccional (67) empleando el probador CMC356.....	220

Glosario

CLF o FLC: Fusible limitador de corriente

OCR: Relé de sobrecorriente

DOCR: Relé de sobrecorriente direccional

TCC: Curva de tiempo corriente

IEEE: Instituto de ingenieros electrónicos y electricistas

IEC: Comisión electrotécnica internacional

TC o CT: Transformador de corriente

TP o PT: Transformador de potencial

HMI: Interfaz maquina humano

USB: Bus serial universal

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES DEL TRABAJO

1.1 Introducción

Ningún sistema eléctrico por mejor diseñado que se encuentre está exento de presentar o experimentar fallas ocasionales de cortocircuito dando como resultados estrés considerable en los componentes de dicho sistema derivado a las altas corrientes presentadas. Los encargados de aislar tales fallas en el punto y momento adecuado son los dispositivos de protección de sobrecorriente para con seguridad minimizar el daño en circuitos y equipos además de minimizar las molestias, pérdidas económicas e incluso la vida de las personas.

Por este motivo es importante tener presente conceptos teóricos y procedimientos de ajuste de dispositivos de las protecciones que serán analizadas posteriormente.

El estudio de los dispositivos utilizados para la protección de los sistemas eléctricos ha tenido su modernización desde la década de los noventa, con la incorporación de elementos digitales en las redes eléctricas. El sistema eléctrico está encaminado hacia las redes inteligentes donde los esquemas de protección necesitan estar integrados para que la red opere en forma cada vez más eficientemente.

El presente trabajo de investigación contiene los fundamentos esenciales de los dispositivos de protección utilizados para líneas de distribución y transmisión, con el propósito de plantear o incluso implementar un laboratorio de pruebas de con relés de protección donde se ajuste, pruebe y verifique el funcionamiento de estos, para ello se establecerán protocolos a seguir previos y durante las pruebas, se especificara equipo necesario para ello y se dejaran las guías de laboratorio como complemento al aprendizaje de los estudiantes de la Escuela De Ingeniería Eléctrica de la Universidad De El Salvador.

1.2 Objetivos

1.2.1 General

- Establecer las bases para el desarrollo de un laboratorio de pruebas controladas con relés de protección de líneas eléctricas, especificando equipo necesario y protocolos a seguir para la realización de las prácticas a proponerse.

1.2.2 Específicos

- Listar y describir los diversos dispositivos utilizados en la protección líneas de distribución y subestaciones eléctricas.
- Describir los requerimientos de control ambiental (entorno) dentro del laboratorio de pruebas.
- Especificar equipo necesario para el desarrollo de las diversas pruebas de laboratorio.
- Establecer los protocolos y procedimientos para ajuste, prueba y verificación de los relés de protección y demás dispositivos a utilizarse durante las pruebas.
- Desarrollo de un plan de seguridad e higiene ocupacional para el personal o estudiantes dentro del laboratorio de pruebas, considerando incluso la situación presente del COVID-19.

1.3 Alcance

Presentar una propuesta de implementación de un laboratorio de ajuste y prueba de protecciones de líneas eléctricas y subestaciones con el objetivo de adquirir conocimientos sólidos sobre los diversos dispositivos utilizados en las principales áreas de los sistemas de potencia (distribución, transmisión) que permita la formulación de un manual de laboratorio para una o más prácticas técnicas en las cuales se, ajuste, pruebe y verifique actuación de equipos de protección.

1.4 Definición del problema

Es necesario desarrollar un estudio sobre las funciones y características de los equipos utilizados para la protección en los sistemas de potencia con el fin de establecer guías de prácticas de laboratorio para el ajuste y verificación de operación de estos dispositivos, considerando la teoría de análisis de las fallas, y demás conceptos de los sistemas de potencia.

1.5 Justificación

El desarrollo de prácticas de ajuste y verificación de relés de protección en sistemas de potencia permitirá desarrollar mejores competencias en los ingenieros electricistas graduados de la Universidad De El Salvador. Actualmente la escuela de ingeniería eléctrica no cuenta con el equipo adecuado para el análisis, ajuste y verificación de este tipo de dispositivos, el desarrollo del laboratorio sería un excelente complemento en asignaturas como Sistemas de Potencia, Subestaciones Eléctricas 1, entre otras, donde se empieza a adquirir conocimiento sobre los principales parámetros en las redes eléctricas, necesarios para la especificación, ajuste y verificación de las protecciones contenidas en dichos sistemas.

CAPÍTULO 2: CONCEPTOS BÁSICOS

2.1 Representación de las líneas

Un enfoque sencillo de modelar una línea de transmisión corta ($L < 80$ km) o media (de 80 a 240 km) es considerar parámetros concentrados, tal como se muestra en la figura.

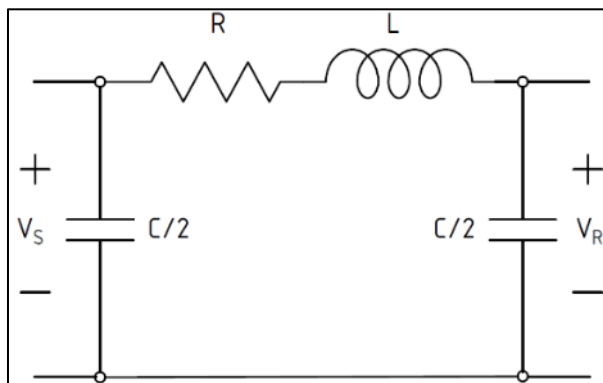


Figura 1. Modelo de por fase de parámetros concentrados de una línea media

2.1.1 Valores P.U. en líneas aéreas

Las líneas de transmisión de energía eléctrica se operan típicamente en el nivel de decenas de kV, es la unidad más conveniente para expresar sus tensiones, y debido a que se transmite una gran cantidad de potencia, los términos comunes son los kVA o MVA.

Sin embargo, esas cantidades al igual que los A y los Ω , se expresan frecuentemente en por unidad. Por ejemplo, si se selecciona una base de tensión de 120 kV, las tensiones de 108, 120 y 126 kV equivaldrán a 0,90; 1,00; 1.05 en por unidad o a 90, 100 y 105% respectivamente.

De modo que la impedancia de una línea se puede expresar como:

$$z_L = \frac{Z_{\Omega}}{Z_B} \text{ p. u.} \quad (1)$$

2.2 Componentes simétricas

Este método basado en el teorema de Fortescue, realiza una transformación lineal que descompone un conjunto de fasores desbalanceados en otro conjunto de fasores de características tales que permitan un análisis más sencillo del problema original, Los conjuntos balanceados de componentes son:

- Componentes de secuencia positiva: formado por tres fasores de igual magnitud, desfasados 120° entre sí y con la misma secuencia de fase que el sistema original.
- Componentes de secuencia negativa: formado por tres fasores de igual módulo, con desfase de 120° uno de otro y con la secuencia de fases opuesta a la de los fasores originales.
- Componentes de secuencia cero: formada por tres fasores de igual módulo y con desfase nulo.

Cada conjunto de estos fasores es ilustrado a continuación.

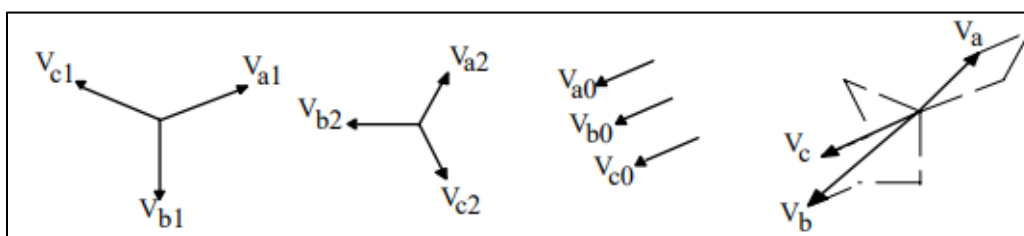


Figura 2. Componentes de secuencia positiva, negativa, cero y sistema de fasores desbalanceados

Sin entrar en mayor detalle matemático, las ecuaciones que describen el conjunto de fasores son:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (2)$$

Donde “a” es un operador de magnitud unitaria que ocasiona desplazamiento de 120° en sentido horario. Al invertir la matriz de coeficiente:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (4)$$

Aplicándose el procedimiento a las corrientes se tiene:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

$$I_b = I_{a0} + a^2I_{a1} + aI_{a2}$$

$$I_c = I_{a0} + aI_{a2} + a^2I_{a1} \quad (5)$$

O bien:

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + aI_b + a^2I_c)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_a + a^2I_b + aI_c) \quad (6)$$

En sistema trifásicos, la corriente del neutro es igual a:

$$I_n = I_a + I_b + I_c \quad (7)$$

Y, por tanto:

$$I_n = 3I_{a0} \quad (8)$$

2.2.1 Redes de secuencia

Las redes de secuencia hacen referencia a los circuitos de secuencia individuales, es decir equivalentes monofásicos en forma de circuitos de secuencia cero, de secuencia positiva y negativa.

Cada equivalente contiene las impedancias maquinas síncronas, transformadores, cargas, máquinas asíncronas, es decir los componentes fundamentales de una red de potencia.

A continuación, se presentan cada uno de los circuitos de secuencia desacoplados de algunos de los elementos que conforman un sistema de potencia que suponen que cada elemento individual es lineal, trifásico y balanceado.

Líneas aéreas

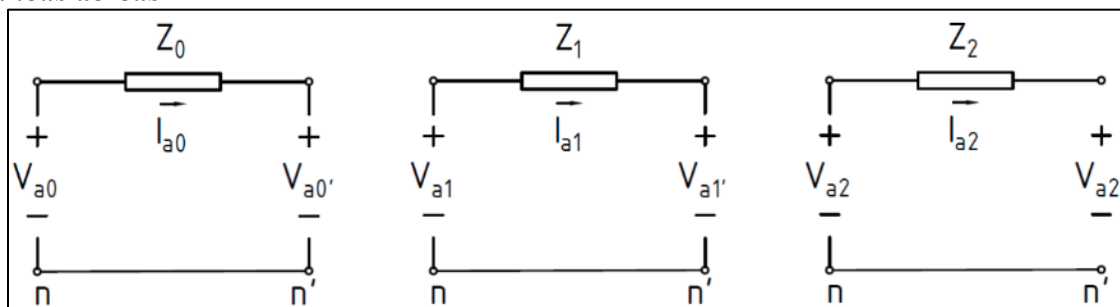


Figura 3. Redes de secuencia cero, positiva y negativa de una línea aérea

Lo valores de secuencia positiva y negativa son iguales en una línea de transmisión y pueden obtenerse aplicando la metodología ya estudiada en secciones anteriores, ya que se considera que la asimetría de las líneas es despreciable, sin embargo las condiciones de campo magnético de la componente de secuencia cero difiere en gran medida a las de secuencia positiva y negativa, en términos prácticos el valor de esta componente ronda entre 2 a 3.5 veces el valor de las secuencias positiva y negativa, puede ser incluso mayor en dobles circuitos y ausencia de cables de guarda.¹

¹ Cable tendido por encima de una línea de transmisión cuyo propósito es proteger contra descargas atmosféricas.

Maquinas síncronas

Un modelo simple de la maquina síncrona conduce al planteamiento de los 3 circuitos de secuencia diferentes de la figura, donde en la mayoría de los casos las impedancias serán diferentes una de la otra, en general puede decirse que la reactancia de secuencia negativa puede calcularse como un promedio de las reactancias subtransitoria directa y en cuadratura y para el caso de una máquina de rotor cilíndrico será simplemente igual a la reactancia subtransitoria o transitoria, según el momento del cálculo. Por otro lado, la reactancia de secuencia cero resulta en un valor muy pequeño dado que el flujo producido por la suma de las f.e.m. es también pequeño.

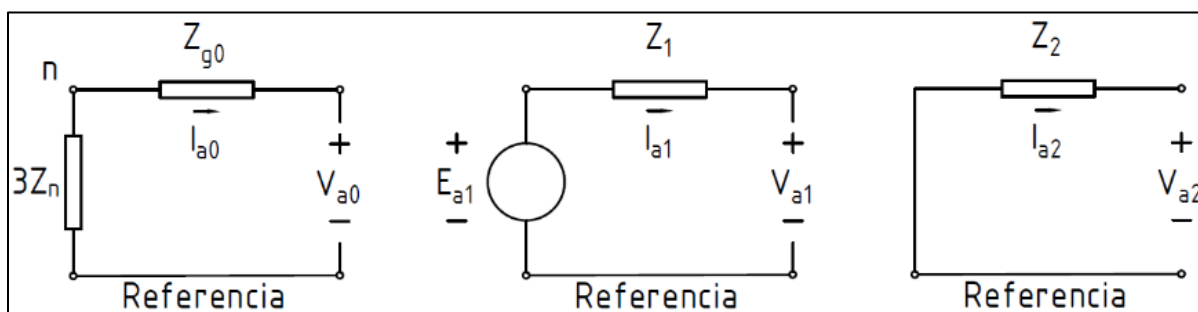


Figura 4. Redes de secuencia cero, positiva y negativa para un generador síncrono

En la figura pueden apreciarse las redes de secuencia de un alternador conectado a tierra mediante una impedancia Z_n , la impedancia total de secuencia cero estaría dada por la suma de $3Z_n$ y Z_{g0} .

Transformadores de 2 devanados

Las redes de secuencia cero de un transformador trifásico están dadas principalmente por la conexión de su primario y secundario, se muestran a continuación dichas redes de secuencia para las 5 conexiones normales de transformadores trifásicos.

Conexión Y-Y (Neutro secundario aislado)

En este caso la corriente de secuencia cero no puede circular en ningún devanado debido a la desconexión a tierra del lado secundario.

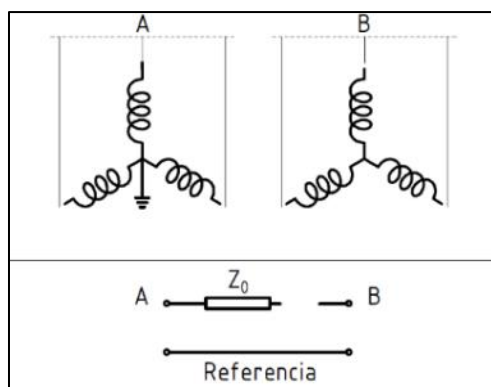


Figura 5. Conexión y circuito equivalente de secuencia cero

Conexión Y-Y (Neutros conectados a tierra)

La corriente de secuencia cero puede circular ahora debido a que ambos devanados tienen una trayectoria de retorno, se muestra además con flechas

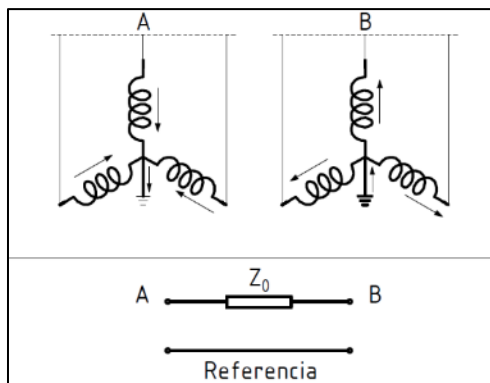


Figura 6. Conexión y circuito equivalente de secuencia cero

Conexión Y-Δ (Neutro primario a tierra)

Es este caso puede apreciarse que a pesar de tener una delta en el secundario las corrientes de secuencia cero pueden circular dentro de ella, permitiendo a la estrella brindar una trayectoria a tierra.

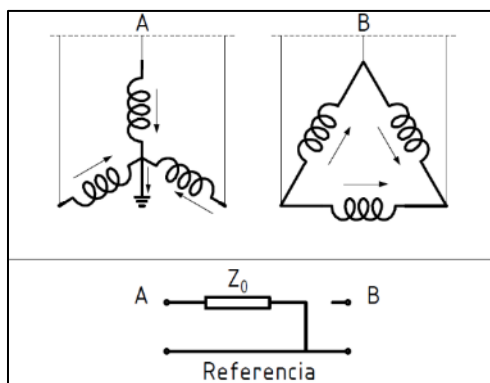


Figura 7. Conexión y circuito equivalente de secuencia cero

Conexión Y-Δ (Neutro primario aislado)

Dado que en neutro de la estrella esta desconectado de tierra no puede circular corriente de secuencia cero por ninguno de los devanados.

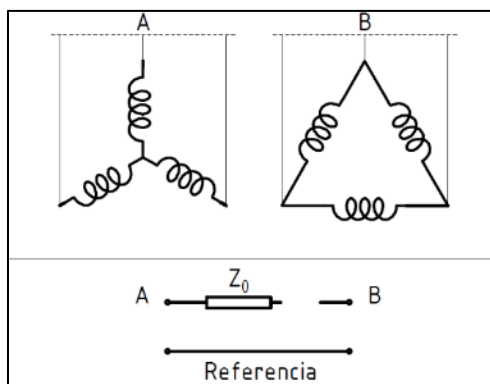


Figura 8. Conexión y circuito equivalente de secuencia cero

Conexión Δ - Δ

Dado que en ambos lados se tiene conexión delta no puede circular corrientes de secuencia cero desde el transformado más si pueden circular dentro de los devanados de estos.

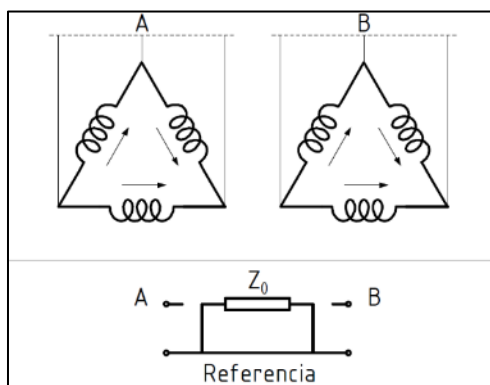


Figura 9. Conexión y circuito equivalente de secuencia cero

Ultimas consideraciones

- En resumen, las corrientes de secuencia cero podrán circular solo si existe una trayectoria de retorno que cierre el circuito.
- Las impedancias de secuencia positiva y negativa de los componentes estáticos balanceados tales como una línea o un transformador trifásico pueden considerarse de igual valor.
- Para transformadores grandes con capacidades mayores a 1 MVA, su impedancia es prácticamente igual a su reactancia, permitiendo simplificar un poco los análisis.
- Para un transformador trifásico puede asegurarse su impedancia de secuencia cero es alrededor de un 15% menos a sus impedancias de secuencia positiva y negativa:

$$0.85Z_0 = Z_1 = Z_2$$

- Si en lugar de contar con un transformador trifásico de 3 columnas se tiene un banco de 3 transformadores monofásicos idénticos o un transformador trifásico tipo acorazado puede aproximarse que $Z_0 = Z_1 = Z_2$.

Conociendo ya las redes de secuencia de los elementos fundamentales de un sistema de potencia puede construirse toda una red al unir todos los circuitos de secuencia de sus elementos.

2.3 Cálculo de corrientes de cortocircuitos (I_{sc})

La principal falla en los sistemas de potencia son los cortocircuitos, el cortocircuito se define como una conexión de relativamente baja resistencia o impedancia, entre dos o más puntos de un circuito que están normalmente a tensiones diferentes.

Las altas magnitudes de corriente durante fallas de cortocircuitos pueden producir efectos catastróficos para el sistema de potencia. Unos de los primeros efectos es el calentamiento excesivo en los conductores, así como las fuerzas mecánicas en los mismos que pueden destruir los aisladores, destruir los bobinados de los transformadores o causar otras clases de danos físicos. Las altas corrientes también ocasionan anomalías en el voltaje en fases no falladas. Como último efecto negativo es la energía liberada en forma de arco eléctrico que por sí mismo puede generar incendios, los cuales pueden expandirse más allá de la zona de la falla de cortocircuito.

Las fallas de cortocircuito pueden ocurrir de diferentes maneras que incluyen el número de fases en las cuales se presenta la falla o el tipo de contacto entre los elementos en falla (fallas francas, de baja impedancia etc.). Los principales tipos de fallas en los sistemas de potencia son:

- Fallas de cortocircuito
- Fallas por circuito abierto (conductor roto)
- Fallas complejas (inestabilidad de red)
- Fallas internas en los bobinados

El principio fundamental para calcular la corriente de cortocircuito es la ley de Ohm, el cual involucra las impedancias de una red y el nivel de tensión aplicado.

El proceso general para la determinación de la corriente de fallas implica la implementación del teorema de Thévenin y los pasos siguientes:

- Elaborar un diagrama unifilar de la red
- Determinar la impedancia equivalente Thévenin en el punto de análisis
- Conocer el valor del voltaje de pre falla

2.3.1 Características de los cortocircuitos

El termino asimétrico en las fallas de cortocircuito, describe el desplazamiento de las ondas AC desde el origen del plano. La mayoría de las fallas de cortocircuito son asimétricas durante los primeros ciclos y el pico de corriente de falla se da en el primer ciclo, en los ciclos siguientes se va degradando hasta convertirse en fallas simétrica. La magnitud de la corriente durante los primeros ciclos es mucho mayor debido a la componente de DC que provoca la asimetría

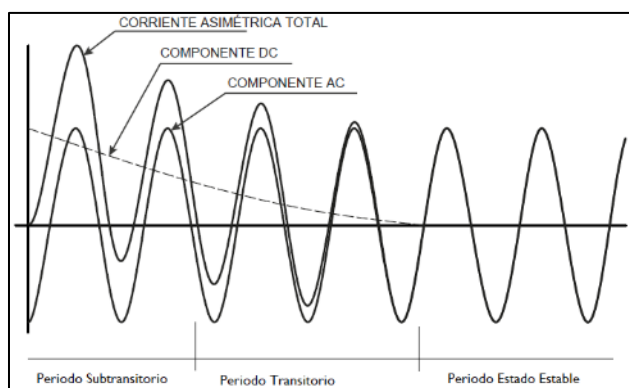


Figura 10. Comportamiento onda de corriente en condiciones de cortocircuito

Las fuentes principales que contribuyen con las corrientes de fallas son:

Generadores locales, Motores síncronos, Motores de inducción, Red eléctrica en general.

Con el propósito de poder calcular la corriente de cortocircuito durante tiempos específicos se debe conocer las reactancias de las máquinas rotativas que contribuyen a la corriente de falla estas reactancias son:

- Reactancia subtransitoria X''_d : Es la reactancia del bobinado del estator en el instante que ocurre la falla y determina la corriente en los primeros ciclos del cortocircuito
- Reactancia transitoria X'_d : Determina la corriente en los ciclos siguientes hasta un tiempo de 0.5s
- Reactancia síncrona X_d : Es la reactancia de estado estable de la máquina rotativa

Es necesario saber estas reactancias de las máquinas rotativas para dimensionar correctamente la capacidad de los interruptores AIC (Ampere Interrupting Capacity) que tienen un tiempo de interrupción de 3-8 ciclos. Para determinar la capacidad interruptiva se emplean en el cálculo de cortocircuito las X''_d de los generadores y las X'_d de los motores síncronos y no se consideran los motores de inducción.

2.3.2 Tipos de fallas de cortocircuito

En la tabla siguiente se muestran los tipos de cortocircuitos que se presentan en el sistema de distribución, mientras que figura 23 muestra los tipos de cortocircuito posibles.

Tipo de falla	Acrónimo	Ocurrencia
Línea a tierra	LG	70%
Línea a línea	LL	15%
Doble línea a tierra	LLG	10%
Trifásica balanceada	3L	5%

Tabla 1. Fuente: Modern Power System Analysis, D. P. Kothari & I.J. Nagrath

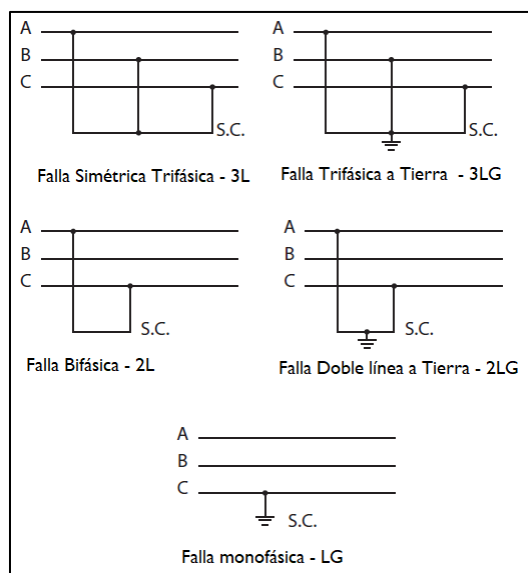


Figura 11. Tipos de fallas de cortocircuito

Las causas de los cortocircuitos pueden ser:

- Descargas atmosféricas
- Por contacto de fauna y flora
- Colapso de postes eléctricos
- Rompimiento de cables
- Incorrecta operación del personal
- Etc.

2.3.3 Métodos para la determinación de corrientes de cortocircuito

Los métodos empleados pueden tener normativa ANSI o IEC la implementación de estos métodos varían en la asignación de las reactancias de las maquinas rotativas y transformadores, así como los factores empleados para la determinación de las corrientes asimétricas.

La corriente asimétrica en la normativa ANSI se calcula multiplicando la corriente simétrica por un factor de asimetría, que depende de la relación X/R del circuito en análisis, el factor de asimetría se obtiene de la siguiente tabla:

Asymmetrical Factors				
Short Circuit Power Factor, Percent*	Short Circuit X/R Ratio	Ratio to Symmetrical RMS Amperes		
		Maximum 1 phase Instantaneous Peak Amperes M_p	Maximum 1 phase RMS Amperes at 1/2 Cycle M_m (Asym.Factor)*	Average 3 phase RMS Amperes at 1/2 Cycle M_a *
0	∞	2.828	1.732	1.394
1	100.00	2.785	1.697	1.374
2	49.993	2.743	1.662	1.354
3	33.322	2.702	1.630	1.336
4	24.979	2.663	1.599	1.318
5	19.974	2.625	1.569	1.302
6	16.623	2.589	1.540	1.286
7	14.251	2.554	1.512	1.271
8	13.460	2.520	1.486	1.256
9	11.066	2.487	1.461	1.242
10	9.9301	2.455	1.437	1.229
11	9.0354	2.424	1.413	1.216
12	8.2733	2.394	1.391	1.204
13	7.6271	2.364	1.370	1.193
14	7.0721	2.336	1.350	1.182
15	6.5912	2.309	1.331	1.172
16	6.1695	2.282	1.312	1.162
17	5.7947	2.256	1.295	1.152
18	5.4649	2.231	1.278	1.144
19	5.16672	2.207	1.278	1.135
20	4.8990	2.183	1.247	1.127
21	4.6557	2.160	1.232	1.119
22	4.4341	2.138	1.219	1.112
23	4.2313	2.110	1.205	1.105
24	4.0450	2.095	1.193	1.099
25	3.8730	2.074	1.181	1.092

Tabla 2. Fuente: Publication AB-11986 by NEMA

Los métodos más empleados en la determinación de cortocircuito son de sistemas radiales sencillos son:

- Método Óhmico: generalmente usado cuando se tiene un solo nivel de V
- Cálculos en PU, cuando se tienen varios niveles de V
- Método de los MVA
- Método de los componentes simétricos para fallas asimétricas

Sin embargo, a medida que los sistemas se vuelvan más realistas (grandes) y complejos, el cálculo de corrientes de cortocircuito deben llevarse a cabo mediante software de simulación más especializados, ejemplos de estos son:

- PowerFactory (Desarrollado por DIgSILENT)
- PSS®E-Power System Simulator for Engineering (Desarrollado por Siemens)
- ASPEN OneLiner (Desarrollado por Advanced Systems for Power Engineering, Inc.)
- ETAP-Electrical Transient Analyzer Program (desarrollado por Operation Technology, Inc.)
- ATPDraw (Desarrollado por Hans Kristian Høidalen en Norwegian University of Science and Technology)
- Power World (Desarrollado por PowerWorld Corporation)

Atributo	PowerFactory	PSS®E	ETAP	Aspen OneLiner	ATPDraw	PowerWorld
Facilidad de uso	Pobre	Pobre	Regular	Bueno	Regular	Bueno
Cálculo de Isc	Bueno	Bueno	Bueno	Regular	Regular	Regular
Modelos de relé	Regular	Regular	Regular	Bueno	Bueno	Pobre
Costo de licencia	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Bueno	Bueno
Relevancia	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Regular	Pobre

Tabla 3. Resumen de atributos de software de Isc

Cálculos en PU

Los cálculos se facilitan cuando se trabaja en un sistema en por unidad donde ya no es necesario el referir impedancias entre distintos niveles de tensión. En este método se emplean las siguientes ecuaciones que facilitan los cálculos.

- Reactancias unitarias de cables, barras y otros elementos

$$X_{p.u} = \Omega \times \frac{KVA \text{ base}}{1000 \cdot KV^2} \quad (9)$$

- Reactancia unitaria de la red

$$X_{p.u} = \frac{KVA \text{ base}}{KVA \text{ posibles de CC}} \quad (10)$$

- KVA de cortocircuitos del sistema

$$KVA \text{ simétricos de CC} = \frac{KVA \text{ base}}{X_{p.u} \text{ totales}} \quad (11)$$

- Corriente de cortocircuito

$$I_{CCp.u} = \frac{V_{p.u} \text{ de prefalla}}{X_{p.u} \text{ totales}}$$

$$I_{CC} = I_{CCp.u} \cdot I_{nominal}$$

$$I_{cc} = \frac{KVA \text{ simétricos de CC}}{\sqrt{3} \cdot kV} \quad (12)$$

Método de los MVA

Para realizar los cálculos de cortocircuito por el método de los MVA se hacen las siguientes asunciones:

- Se ignoran los valores de resistencia pura
- Se ignoran las cargas conectadas a las barras
- Se consideran tensión y frecuencia constante

En el método de los MVA no es necesario considerar la resistencia de los elementos que integran el sistema, se puede emplear un método sencillo para calcular la potencia de cortocircuito simétrico en MVA y a partir de este valor calcular la corriente de cortocircuito. Este método es ampliamente utilizado para análisis de sistemas eléctricos de potencia en donde los niveles de tensión son altos. Para este método se deben seguir los siguientes pasos:

1. Como primer paso del método de análisis de los MVA, se pide convertir las impedancias de los equipos y conductores directamente a MVA de cortocircuito, considerándose todas las cargas activas como son: generadores, transformadores y motores síncronos y de inducción, así como las líneas o ramas del sistema que permiten la conexión de estas al punto de falla, y despreciándose las cargas pasivas; para lo cual se emplearán las expresiones contenidas en la tabla número 4.

Magnitud a determinar	Expresión de la ecuación	Descripción de las variables
MVA de Cortocircuito	$MVA_{cc} = \frac{MVA_{equipo} \times 100}{X \% \text{ del equipo}}$	MVA_{equipo} : Potencia del equipo X %: Reactancia del equipo
MVA de Cortocircuito	$MVA_{cc} = \frac{MVA_{equipo} \times 100}{X_{pu} \% \text{ del equipo}}$	MVA_{equipo} potencia del equipo X_{pu} : Reactancia del equipo en PU
MVA de Cortocircuito	$MVA_{cc} = \frac{KV_L^2}{X_n}$	KV_L^2 : Tensión de línea del conductor X_n : Reactancia en Ohms por kilometro

Tabla 4. MVASC para equipos

2. Cuando ya se ha determinado la contribución de corto circuito en MVA de cada elemento de la red, se realiza un diagrama de bloques basado en el diagrama unifilar.
3. Se realiza una combinación de bloques, dirigiendo todos ellos hacia el punto de falla para obtener de esta manera un bloque equivalente, para obtener los MVA de corto circuito en el punto de estudio, para lo cual se tienen las siguientes dos consideraciones:
 - Cuando los bloques están en paralelo el equivalente es la suma aritmética de ellos
 - Cuando los bloques se encuentran en serie el equivalente es el inverso de la suma de los inversos de cada uno de ellos
4. Teniendo la I_{sc} , se obtiene la corriente simétrica de falla por medio de la expresión de ICC, para obtener la corriente asimétrica de falla se utilizan tablas en las cuales se dan factores, multiplicadores que dependen entre otras cosas de la relación X/R del circuito.

Métodos de las componentes simétricas

Con la ayuda de los componentes de secuencia de la red eléctrica se pueden determinar las corrientes de fallas asimétricas, por lo tanto, se hace indispensable conocer cada una de las tres impedancias de cada componente de la red eléctrica. La impedancia de secuencia negativa se considera que es igual a la impedancia de secuencia negativa en la mayoría de los dispositivos.

Falla monofásica a tierra (LG)

Para que los dispositivos de protección puedan detectar este tipo de fallas debe de existir fuentes de secuencia cero y deben conocerse las reactancias de esta secuencia de toda la red. En análisis para una falla en la fase 'a' representado en la figura 24 a indica que:

$$I_b = I_c = 0$$

$$V_{ag} = Z_F I_a$$

Representando las ecuaciones anteriores en componentes simétricos tenemos:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a \\ I_a \\ I_a \end{bmatrix}$$

$$(V_0 + V_1 + V_2) = (3Z_F)I_1$$

Para satisfacer estas ecuaciones se debe conectar en serie las redes de secuencia como lo indica la siguiente figura 12b.

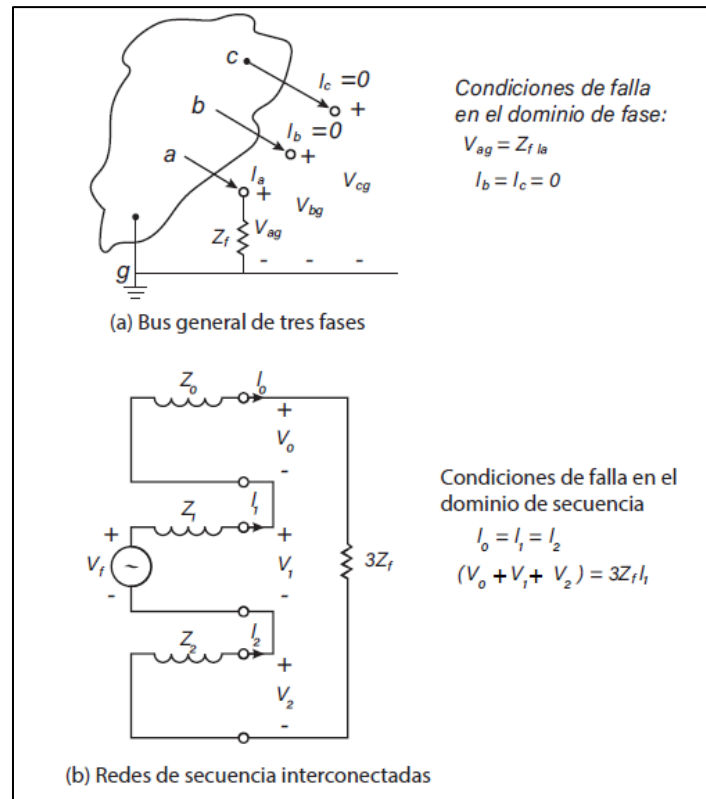


Figura 12. Diagramas de componentes simétricos para fallas LG

Las redes de secuencia están conectadas en serie, lo que conduce a que:

$$I_0 = I_1 = I_2$$

I_0 : corriente de secuencia cero

I_1 : corriente de secuencia positiva

I_2 : corriente de secuencia negativa

Aplicando sumatoria de tensiones en el circuito se determina que las corrientes de secuencia son:

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_F}$$

V_F : Voltaje de prefalla

Z_0 : Impedancia de secuencia cero.

Z_1 : Impedancia de secuencia positiva.

Z_2 : Impedancia de secuencia negativa.

Z_F : Impedancia de falla que es la impedancia del arco eléctrico en el punto de falla

La corriente en la fase fallada es entonces.

$$I_a = I_0 + I_1 + I_2 = 3 \cdot I_0 = \frac{3 \cdot V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_F}$$

Falla en línea a línea (LL)

Realizando el análisis de una falla entre las fases b y c mostrado en la figura 13a, tenemos:

$$I_a = 0$$

$$I_c = -I_b$$

$$V_{bg} - V_{cg} = Z_F I_b$$

Representando las ecuaciones anteriores en componentes simétricos tenemos:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 0 \\ (a - a^2)I_b \\ (a^2 - a)I_b \end{bmatrix}$$

$$(V_0 + a^2V_1 + aV_2) - (V_0 + aV_1 + a^2V_2) = Z_F(I_0 + a^2I_1 + aI_2)$$

El circuito que satisfagan las ecuaciones de voltajes y corrientes establecidos por los componentes simétrico del diagrama mostrado en la figura 13b podemos determinar la ecuación de las corrientes de secuencia.

$$I_1 = -I_2 = \frac{V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \quad I_0 = 0$$

$$I_b = I_0 + a^2I_1 + aI_2 = (a^2 - a)I_1$$

$$I_c = I_0 + aI_1 + a^2I_2 = (a - a^2)I_1 = -I_b$$

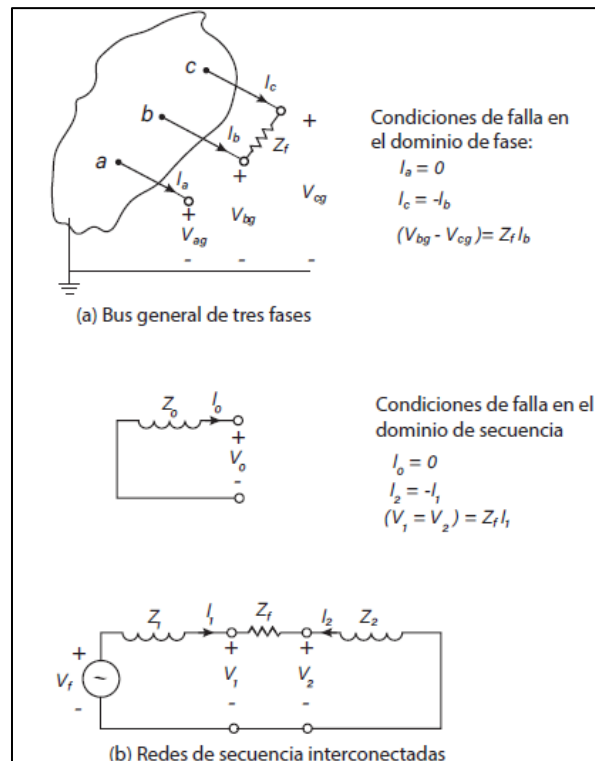


Figura 13. Diagramas de componentes simétricos para fallas LL

Falla doble línea a tierra (LLG)

Para una falla en la fase b y c con conexión a tierra, a través de una impedancia de falla mostrada en la figura 14a, se presentan las condiciones siguientes:

$$\begin{aligned} I_a &= 0 \\ V_{bg} &= V_{cg} \\ V_{bg} &= Z_F(I_b + I_c) \end{aligned}$$

Representando las ecuaciones anteriores en componentes simétricos tenemos:

$$\begin{aligned} I_0 + I_1 + I_2 &= 0 \\ (V_0 + a^2V_1 + aV_2) &= (V_0 + aV_1 + a^2V_2) \rightarrow (a^2 + a)V_2 = (a^2 + a)V_1 \rightarrow V_2 = V_1 \end{aligned}$$

Por lo tanto, las ecuaciones que describen el cortocircuito LLG en sus componentes simétricos son:

$$\begin{aligned} I_0 + I_1 + I_2 &= 0 \\ V_2 &= V_1 \\ (V_0 - V_1) &= (3Z_F)I_0 \end{aligned}$$

El circuito que satisfagan las ecuaciones de voltajes y corrientes establecidos por los componentes simétrico se muestra en la figura 14b del cual podemos determinar la ecuación de las corrientes de secuencia.

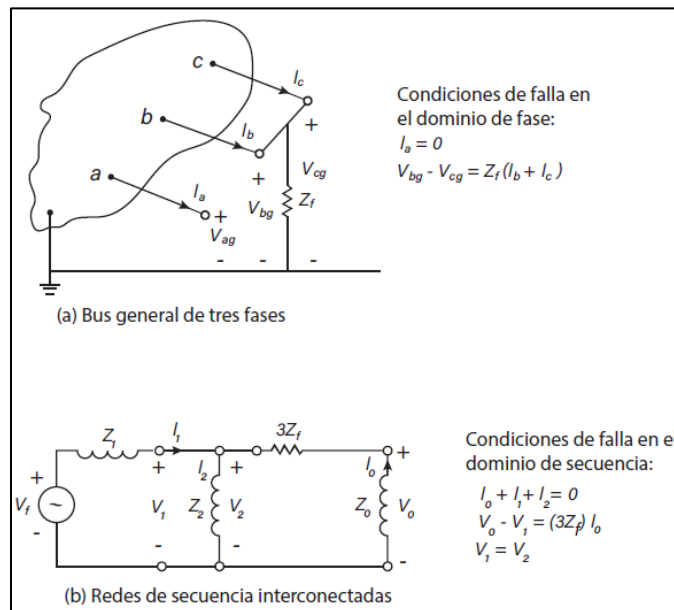


Figura 14. Diagramas de componentes simétricos para fallas LLG

La corriente de secuencia positiva del circuito es:

$$I_1 = \frac{V_F}{Z_1 + \frac{Z_2(Z_0 + 3Z_F)}{Z_0 + Z_2 + 3Z_F}}$$

Por división de corriente se determina la expresión para las demás corrientes de secuencia.

$$I_2 = (-I_1) \cdot \frac{Z_0 + 3Z_F}{Z_0 + Z_2 + 3Z_F}$$

$$I_0 = (-I_1) \cdot \frac{Z_2}{Z_0 + Z_2 + 3Z_F}$$

Las corrientes de las fases falladas se determinan por la suma de sus componentes de secuencia.

$$I_b = I_0 + a^2 I_1 + a I_2$$

$$I_c = I_0 + a I_1 + a^2 I_2$$

CAPÍTULO 3: MARCO TEÓRICO

3.1 Esquemas de alimentación en redes de transmisión y subtransmisión

La selección de configuración en los sistemas de potencia involucra muchos factores importantes. Estos factores incluyen: costos, seguridad, confiabilidad, simplicidad de los esquemas de protección, flexibilidad en la operación, fácil mantenimiento, disponibilidad de terreno, capacidad de expansión.

En lo que respecta a la configuración de buses y líneas de transmisión, los esquemas de alimentación empleados en las terminaciones de las líneas de transmisión y en las barras de alimentaciones de las subestaciones, deben considerar la mayor cantidad de los factores mencionados en el párrafo anterior y que en general, la configuración de buses debe permitir el acceso seguro a los equipos para realizar trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo, además se deben diseñarse considerando carga futura.

Las principales configuraciones empleadas en transmisión y subtransmisión son:

- Bus sencillo-Interruptor sencillo
- Bus sencillo y barra de transferencia
- Interruptor sencillo-bus doble
- Anillo
- Interruptor y medio
- Doble bus-Doble interruptor

3.1.1 Configuración en bus sencillo-Interruptor sencillo

El bus sencillo mostrado en la figura 15 consiste en un bus principal que alimenta los circuitos de distribución. Los alimentadores generalmente se conectan a través de interruptores de potencia con sus respectivos equipos de maniobra y seccionamiento. La configuración en bus sencillo se emplea en subestaciones de distribución hasta niveles de tensión de 161 kV y en lugares donde la confiabilidad no es tan requerida.

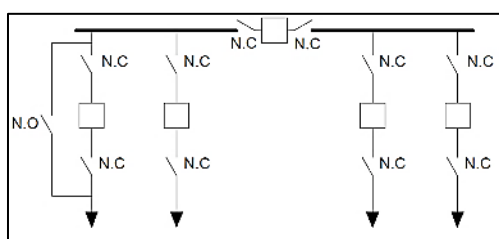


Figura 15. Diagrama unifilar para configuración de bus sencillo con seccionamiento

Consideraciones

- La configuración de bus sencillo es la más fácil de operar, pero es la que ofrece menor confiabilidad y flexibilidad
- Durante una condición de falla de bus se requerirá el disparo de todos los interruptores de los alimentadores conectados al bus
- Para mejorar la confiabilidad del bus sencillo se implementa un elemento seccionador para el bus
- Para mejorar la flexibilidad en la operación se instala un seccionador de bypass N.O en paralelo con cada interruptor

3.1.2 Bus Sencillo y Barra de Transferencia

Esta configuración consiste en un bus principal y bus de transferencia, cada bahía de un circuito alimentador posee un interruptor y tres seccionadores, mientras que la bahía del bus de transferencia requiere consta del interruptor y dos equipos seccionadores. En condiciones de operación normal, el bus principal es el que alimenta la carga.

La adición del bus e interruptor de transferencia permite que cualquier interruptor de los alimentadores se saque de operación normal, quedando su circuito protegido por el interruptor de transferencia. Cuando un interruptor de los alimentadores sale de operación, se deben cerrar los contactos del interruptor de transferencia (NO) y los equipos seccionadores, seguido se abren los contactos del interruptor y el de los equipos de seccionamiento de ese alimentador. La figura 16 muestra que el interruptor del alimentador uno está fuera de servicio, y que el circuito uno está siendo alimentado por el interruptor de transferencia.

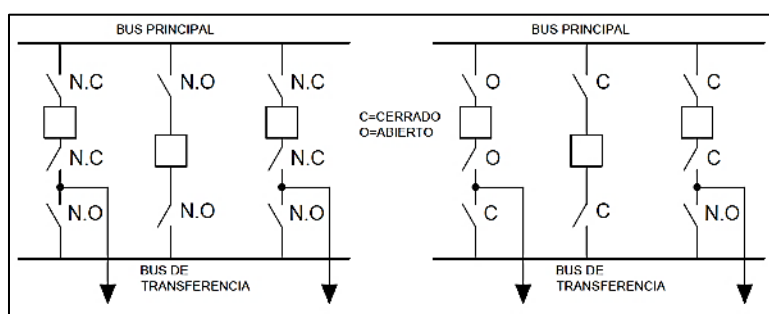


Figura 16. Diagrama unifilar para configuración de bus sencillo y barra de transferencia.

3.1.3 Interruptor Sencillo-Bus Doble

La configuración de bus doble con un solo interruptor mostrado en la figura 17 es una modificación del bus sencillo con seccionamiento. Esta configuración consiste en dos buses principales conectados por un interruptor. Cada circuito utiliza un interruptor y tres seccionadores y puede conectarse a cualquier bus. Esta configuración permite que todos los circuitos estén en operación, en caso de que un bus se encuentre fuera de servicio. La figura b presenta un seccionador adicional que funciona como bypass. Como ejemplo, si se quiere dar mantenimiento al interruptor del circuito uno se deben abrir todos los contactos de los dispositivos de seccionamiento adyacentes al interruptor y cerrar el interruptor de bypass (NO) del circuito 1 con el bus 1.

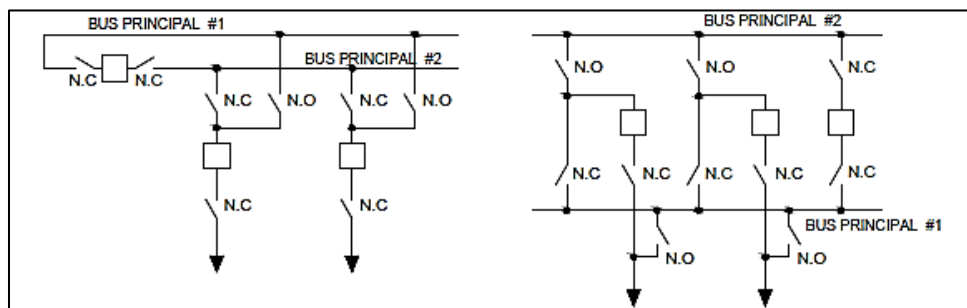


Figura 17. Diagrama unifilar configuración de bus doble.

3.1.4 Configuración en anillo

En esta configuración cada circuito está conectada entre dos interruptores y a su vez estos interruptores están conectados en serie formando un anillo. El número de interruptores de esta configuración debe ser igual al número de equipos y partes del sistema a proteger (líneas, generadores, transformadores).

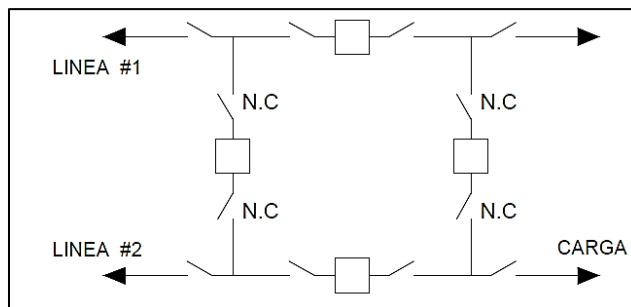


Figura 18. Diagrama unifilar para configuración de bus en anillo cerrado.

Se necesita abrir los dos interruptores adyacentes para aislar un circuito, en este escenario se tendrá un anillo abierto. Al tener fuera de operación un circuito o desconectar un interruptor por trabajos de mantenimiento, se puede llegar a una condición de tener un sistema en anillo a tener dos sistemas aislados completamente. Esto ocurre al presentarse una falla en un segundo circuito y los esquemas de protección operaran y aíslan el circuito nuevo fallado.

3.1.5 Interruptor y medio

La configuración de interruptor y medio consiste en dos buses principales que generalmente están energizados. Se necesitan tres interruptores para alimentar dos circuitos. Esta configuración debe su nombre al interruptor que está en medio, entre dos circuitos. Cualquier interruptor se puede desconectar para trabajos de mantenimiento sin que esto afecte la operación de los circuitos. Durante fallas de un circuito en particular, no son afectados los circuitos restantes, si las protecciones operan correctamente. Esta configuración es usada en subestaciones de transmisión donde la confiabilidad y por lo tanto la continuidad del servicio es importante.

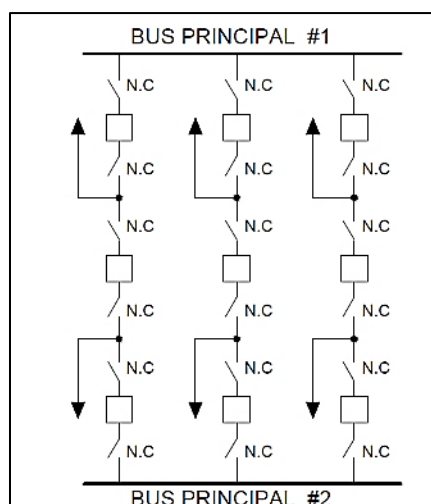


Figura 19. Diagrama unifilar para configuración interruptor y medio.

3.1.6 Doble bus-Doble interruptor

Formado por dos buses con dos interruptores y cuatro seccionadores por circuito. Esta configuración es la más confiable, pero requiere mucha más área del terreno y es la de mayor costo económico, debido que se requiere más equipos para cada circuito en comparación a las configuraciones anteriores. Por las desventajas expuestas, es la menos empleada.

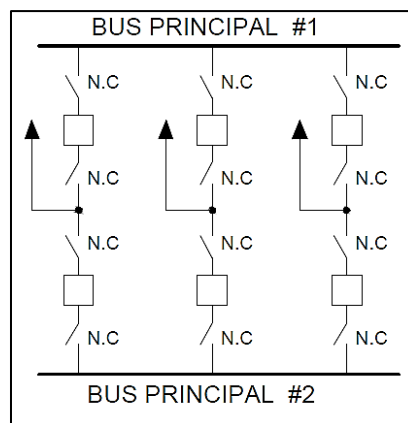


Figura 20. Diagrama unifilar para configuración doble bus-doble interruptor.

3.1.7 Comparación entre configuraciones de buses

En la tabla siguiente se resumen las características de cada una de configuraciones de buses y se realiza una comparación entre ellos.

Configuración de bus	Ventajas	Desventajas	Costos
SBSB	Bajo costo Área de terreno pequeña Fácil expansión Sencillo de operar Esquemas de protección sencillos	Falla en el bus, causa la desconexión de toda la subestación Para dar mantenimiento a los interruptores se deja desprotegidos los circuitos ante fallas	100% 120% Interruptor de seccionamiento de bus
MTB	Fácil expansión Permite el mantenimiento de los interruptores Incrementa la flexibilidad en la operación con respecto a SBSB	Falla en el bus, causa la desconexión de toda la subestación Incrementa un poco la complejidad Complejo esquema de protección Mayor área del terreno	140%
DBSB	Permite que cualquier bus salga de operación Incrementa la flexibilidad Permite el mantenimiento de los interruptores	Falla en el bus, causa la desconexión de toda la subestación Mucho mayor área del terreno Incrementa complejidad	175% Opción 1 190% Opción 2
RB	Operación flexible Permite mantenimiento a los interruptores	Esquemas de protección y control complejos	125%

Configuración de bus	Ventajas	Desventajas	Costos
	Baja en un bus no afecta la operatividad	Falla en la operación de las protecciones, desconecta dos circuitos. Puede que el sistema se divida en dos.	
B-1/2	Fácil expansión Operación flexible Permite el mantenimiento de interruptores Falla en un bus no afecta la operatividad	Esquemas de protección y control complejos Extensa área del terreno	145%
DBDB	Fácil expansión Muy alta flexibilidad en la operación Falla en un bus no afecta la operatividad Falla en un interruptor solo afecta a un circuito.	Esquemas de protección y control complejos Extensa área del terreno	190%

Tabla 5. Resumen de características por configuración de bus

La tabla 5 compara cuantitativamente la confiabilidad de las configuraciones, donde se ha empleado el método de mínimo conjunto de cortes.

Configuración	λ	r (min)	U (min/año)
SBSB	0.04890	72.15	3.53
SBSB seccionado	0.04530	71.95	3.26
B-1/2	0.00301	184.56	0.56
DBDB	0.00567	124.216	0.70
RB	0.01740	81.88	1.42

Tabla 6. Resumen de parámetros de confiabilidad para algunas configuraciones de bus. Fuente:

λ = Promedio anual de fallas

r = Duración de falla al año

U = Promedio de duración de falla al año

3.2 Esquemas de alimentación en redes de distribución

Los sistemas de distribución se configuran de diferentes maneras, pero siempre mantienen características en común. La figura 21 muestra un circuito típico donde la configuración de los transformadores de la subestación es delta-estrella aterrizado que nos permite protecciones a fallas monofásicas a tierra. Un alimentador trifásico que sale de la subestación conocido como troncal, se diseña con cuatro conductores multi-aterrizado. Las protecciones típicas empleadas en distribución para el alimentador se utiliza un interruptor de potencia en la subestación, en los ramales se emplean fusibles de expulsión, adicionalmente se utilizan reclosers de línea.

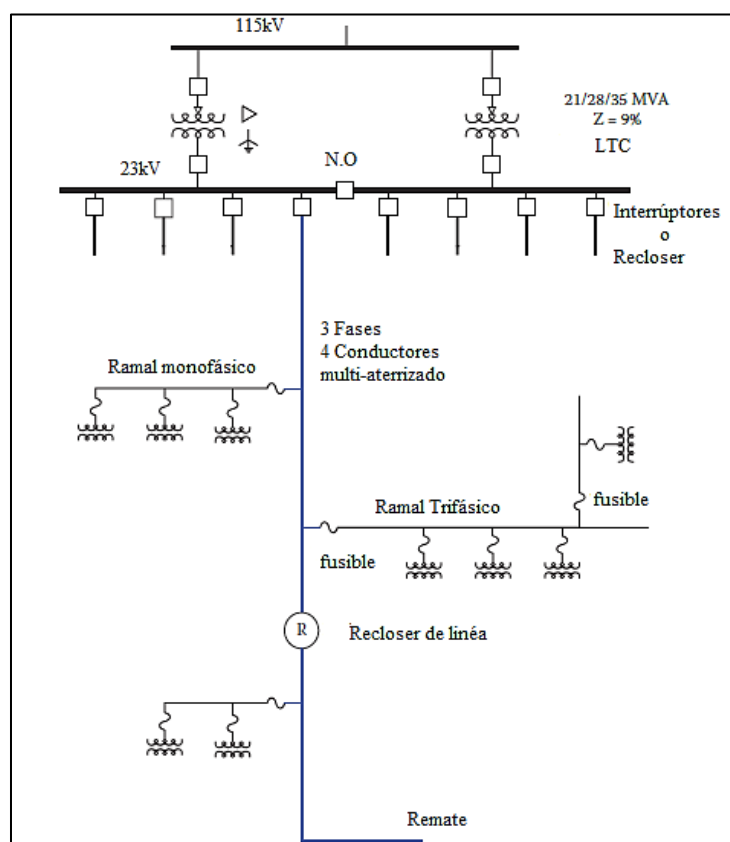


Figura 21. Configuración típica en redes de distribución

En la tabla se muestran algunos parámetros característicos de estos tipos de sistemas.

Características de subestación	
Diferencia de Potencial	13.2, 13.8, 23, 34.5 kV
Numero de transformadores	1-6
Capacidad de los transformadores	5-60 MVA
Numero de alimentadores por bus	1-8
Característica de los alimentadores	
Corriente máxima	100-600 A
Carga máxima	1-15 MVA
Factor de potencia	0.8 en atraso hasta 0.95 en adelante
Número de usuarios	50-5000
Distancia del alimentador principal	3-25 km
Distancia de incluyendo laterales	6-40 km

Área de cobertura	1.5-1200km ²
Calibre del conductor	4/0-795 kcmil
Calibre de conductor de ramales	#4-2/0
Máxima corriente de ramales	5-50 A
Distancia de ramales	1-8 km
Capacidad de los transformadores de distribución	10-150 kVA

Tabla 7. Parámetros típicos de redes de distribución

Configuración primaria

Para diseñar los sistemas de distribución se deben tomar diferentes factores como: densidad de carga, topografía, tipo de carga, confiabilidad, costos económicos etc. Por lo tanto, el sistema de distribución para una zona rural no es el mismo para una zona industrial o incluso para diferentes partes de la misma área de carga el sistema de distribución más efectivo podría tomar diferentes formas. El sistema de distribución debe proveer servicio con un mínimo de variaciones de tensión y el mínimo de interrupciones, debe ser flexible para permitir expansiones en pequeños incrementos, así como para reconocer cambios en las condiciones de carga con un mínimo de modificaciones y gastos. Esta flexibilidad permite guardar la capacidad del sistema cercano.

Se pueden diseñar las redes de distribución con una de las siguientes configuraciones estándar o con la combinación de estas.

- Sistema radial
- Sistema en de lazo o anillo
- Sistema en mallado

3.2.1 Sistema radial

Los sistemas radiales tienen una sola fuente de secuencia positiva en una sola terminal que hace que el flujo de potencia se de en una sola dirección, presentando corrientes de fallas de mayor magnitud cuando se localizan cerca de las subestaciones. La gran mayoría de los circuitos en distribución son radiales (primarios y secundarios), estos tienen las siguientes ventajas:

- Fácil protección por fallas de cortocircuito.
- Bajos niveles de corriente de fallas en la mayoría de los puntos del circuito.
- Fácil control de voltaje.
- Bajo costo

Con propósitos de mejorar la confiabilidad de los circuitos radiales se incluyen dispositivos de interconexión entre diferentes alimentadores, figura 22. Durante condiciones de fallas en un circuito, los dispositivos de interconexión permiten que algunas porciones del circuito fallado puedan ser reestablecido rápidamente por alimentadores de circuitos diferentes. Usualmente estos dispositivos pueden ser equipos de seccionamiento operados manualmente, pero algunas distribuidoras utilizan cuchillas seccionadoras automáticas o recloser automáticos.

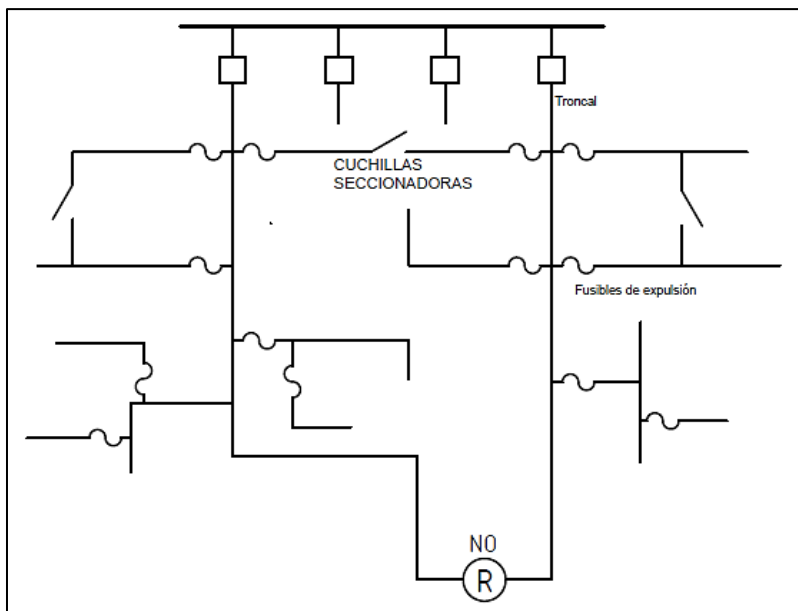


Figura 22. Circuito radial con interruptor de interconexión

3.2.2 Sistemas en lazo o en anillo

Tienen el mismo principio de funcionamiento que el empleado en configuración de buses (expuesto en sección anterior). La configuración de lazo es utilizada en distribución para áreas que necesitan alta confiabilidad limitando la duración de las interrupciones. Las fallas en cualquier conductor en el lazo son liberadas en menos de seis ciclos con lo que se reduce la duración de los voltajes (SAG) durante la falla. Se necesitan esquemas de protección similares a los empleados en los sistemas de transmisión que serán expuestos posteriormente. En la siguiente figura se representa la alimentación para una zona de carga crítica (un hospital, por ejemplo) de la red de distribución.

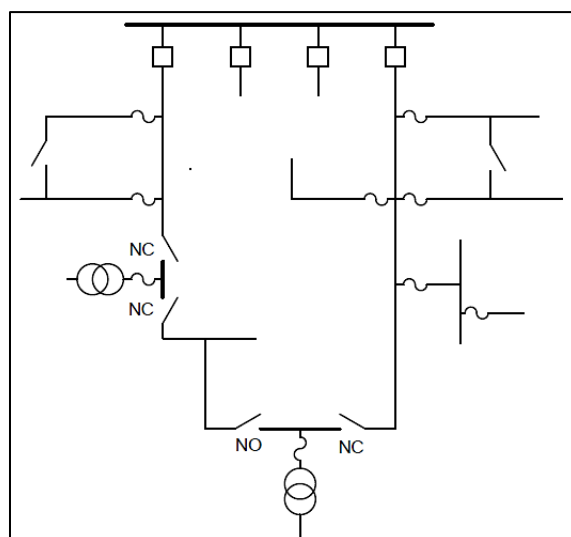


Figura 23. Circuito de alimentación para cargas críticas

3.3 Transformadores de instrumentación

Como bien se sabe, la protección en un sistema de potencia es absolutamente necesaria, por lo tanto, se requiere de un sistema de control con la capacidad (inteligencia) para realizar funciones específicas de acuerdo con las condiciones de la red, un relé es un dispositivo eléctrico diseñado para responder a condiciones de entrada (eléctricas, mecánicas, térmicas) de una manera determinada, realizando una operación de contacto o un cambio brusco similar en los circuitos de control eléctrico asociados. Un relé puede constar de varias unidades de relé, cada una de las cuales responde a una entrada especificada, que en conjunto pueden responder a una característica en específico, en el presente ámbito son utilizados junto a los circuit breaker ya mencionados, que realizan las maniobras de conexión y desconexión del sistema eléctrico. Además de esto es necesario que las corrientes y tensiones (a nivel de red) sean **transformadas** a valores mucho más bajos a manera de compromiso con la seguridad de las personas cuando sea requerido calibrar o realizar pruebas en relés, La **transformación** antes mencionada es llevada a cabo mediante los TC y TP², de los cuales se hablara a continuación.

3.3.1 Transformadores de corriente

En el caso de los TC su circuito primario en general está en serie con la línea a medir o controlar, en TCs tipo ventana el conductor hace de circuito primaria sin ser una parte propia del transformador, estos son comunes en baja tensión.

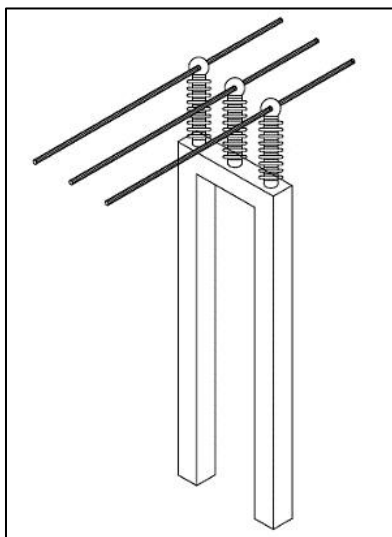


Figura 24. Ejemplo de TCs tipo exterior

En El Salvador los valores usuales para TC y TP a 60 Hz son 5 A y 120 V RMS respectivamente, tanto relés como los transformadores de instrumento deberán estar diseñados para esos valores al usarse en conjunto, aunque hoy en día los relés microprocesados admitan mayor flexibilidad en ese aspecto, a continuación, se mencionan algunos parámetros importantes o conceptos para estos equipos.

² Los transformadores de instrumento, diseñados para reproducir en un circuito secundario y en una relación definida la corriente o tensión de su circuito primario manteniendo su relación de fase.

Relación de transformación: Razón entre el valor de corriente nominal primaria y corriente nominal secundaria, indicado en placa.

Polaridad: Indicación de la dirección relativa instantánea de las corrientes primaria y secundaria de un TC o TP.

Factor térmico de corriente nominal continua (RF): Factor multiplicador de la corriente nominal que puede circular continuamente por el devanado primario del TC sin exceder un límite de incremento de temperatura respecto al ambiente, establecido por norma (30°C para la IEEE C37.110). Estos factores pueden ser 1.0, 1.33, 1.5, 2, 3 o 4, por lo tanto, un TC de relación 200:5 y RF de 1.33 podría trabajar hasta 266:6.6 A en sus devanados sin incrementar su temperatura en más de 30°C.

Circuito equivalente de un T.C.

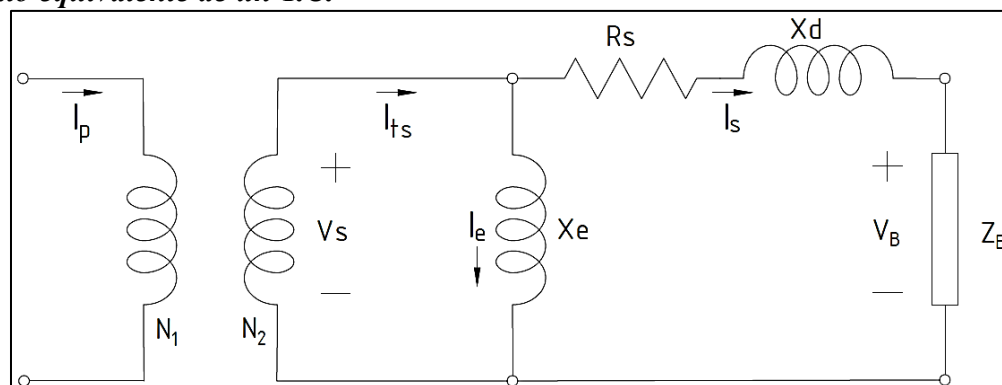


Figura 25. Modelo de un TC

Donde:

- V_s : Tensión de excitación secundaria
- V_B : Tensión terminal en el burden
- I_p : Corriente primaria
- X_e : Impedancia de excitación
- I_{ts} : Corriente total secundaria
- R_s : Resistencia devanado secundario
- I_s : Corriente de carga secundaria
- X_d : Reactancia de dispersión
- N_2/N_1 : Relación de vueltas
- Z_B : Burden total

En general el burden de un transformador de instrumentación es una propiedad que describe la potencia activa y reactiva en sus terminales secundarios, por ello puede ser expresado en Ohms o VA junto a un factor de potencia. Por otro lado, la reactancia de dispersión (X_d) de muchos TC es despreciable e ignorada en cálculos.

Precisión

Otra propiedad importante en un TC es la precisión, la manera en que reproduce con fidelidad la corriente secundaria a partir de la primaria y su relación. Por ello los transformadores de instrumento deberán especificar una **clase de precisión** que garantice no alcanzar un estado de saturación y por tanto un error bajo en todo momento.

En el caso de un TC para uso con relés de protección sus errores máximos están definidos en la siguiente tabla:

Clase del relé	Error de relación	
	A corriente nominal	A 20 veces la corriente nominal
C y T	3%	10%
X	1%	Definida por el usuario

Tabla 8. Límites de precisión en transformadores de corriente de protección, Fuente: IEEE Std C37.110

La **clase de precisión** está definida según ANSI-IEEE por un código compuesto por una letra seguida de un valor de tensión terminal secundaria a 20 veces la corriente nominal secundaria sin exceder el error de 10%.

Algunas designaciones de letras tienen el siguiente significado:

- C: Reactancia de dispersión despreciable y el error de transformación puede ser calculado con la curva de excitación.
- K: Difiere en C respecto a la ubicación del voltaje de rodilla que en este caso deber ser como mínimo la tensión terminal secundaria.
- T: La relación de transformación debe ser determinada mediante prueba.

Los valores nominales de voltaje terminal, burden (tanto para 60 como 50 Hz) para relés de protección de 5 A pueden apreciarse en la siguiente tabla:

Designación	Resistencia [Ω]	Impedancia [Ω]	Potencia a 5 A [VA]	FP	Tensión terminal [V]
B-0.1	0.09	0.1	2.5	0.9	10
B-0.2	0.18	0.2	2.0	0.9	20
B-0.5	0.45	0.5	12.5	0.9	50
B-1.0	0.50	1.0	25.0	0.5	100
B-2.0	1.00	2.0	50.0	0.5	200
B-4.0	2.00	4.0	100.0	0.5	400
B-8.0	4.00	8.0	200.0	0.5	800

Tabla 9. Burden de protección estándar, Fuente: IEEE Std C57.13

Clases de precisión de protección (relé) IEC 61869-2

El esquema de clasificación de IEC 61869-2 es sustancialmente diferente del de IEEE C57.13, sin embargo, podría decirse estos pueden correlacionarse, al menos en parte. En IEC, la clase de precisión del TC de protección es “P”. Las clases de salida nominal son 5, 10, 15, 20 y 30, donde el número representa la salida de carga en VA a la corriente secundaria nominal. Las clases de precisión preferidas son 5P (error máximo del 5%) y 10P (error máximo del 10%). Por ejemplo, Un TC con 10 VA 5P20 implicaría un TC de protección con un error máximo de 5% a una corriente 20 veces el valor nominal, con una carga de 10 VA.

En consecuencia, la precisión del 10 por ciento de IEEE puede compararse con la clasificación IEC 5P como se muestra en la siguiente tabla.

IEEE C57.13	IEC 61869-2
C100	25 5P20
C200	50 5P20
C400	100 5P20
C800	200 5P20

Tabla 10. Clases de precisión equivalente

Curva de excitación

La saturación de un TC puede ser estimada siguiendo ciertos métodos:

- Curva de excitación
- Método de fórmula
- Simulación en computadora

La norma IEEE C37.110 menciona el uso del primer método, a partir de curvas proporcionadas por el fabricante o bien partiendo de una genérica, curvas que se en primera instancia se obtuvieron aplicando tensión en el secundario con el primario abierto, se mide tensión secundaria y corriente de excitación. A continuación, se muestran curvas de excitación típicas para transformadores de corriente de relación múltiple clase C:

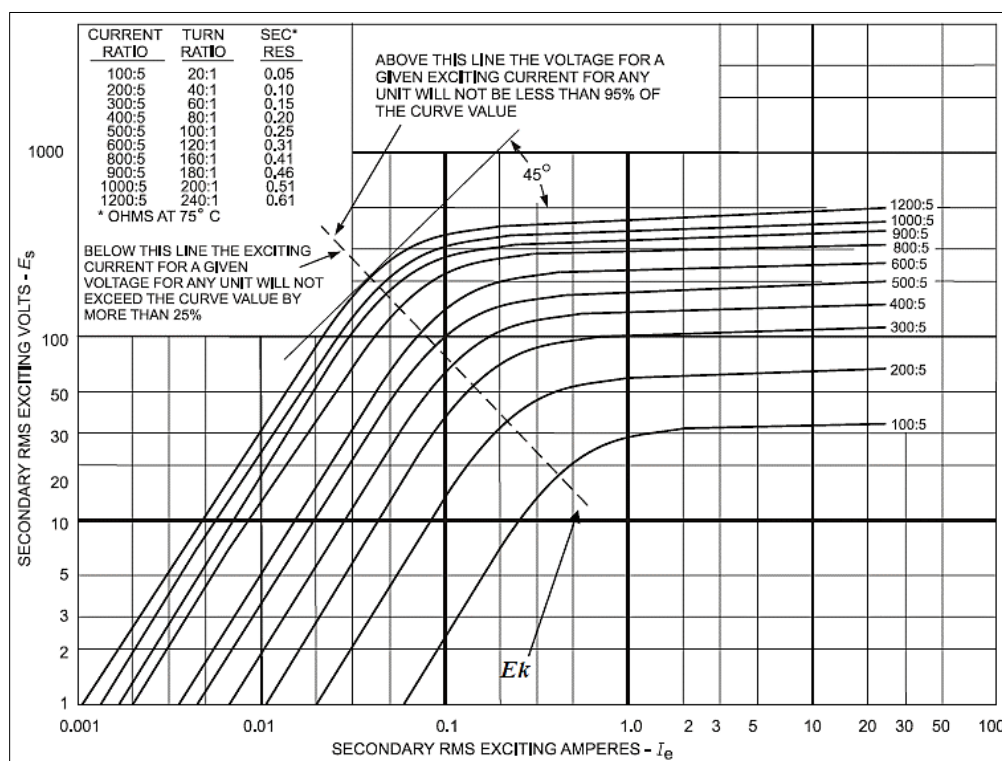


Figura 26. Curva de excitación típica para TCs multirelación, Fuente: IEEE C57.13

Donde se muestra, además, la resistencia del devanado secundario (R_s a una referencia de 75°C) según la relación de transformación.

Ejemplo de determinación de clase C partiendo de la curva de excitación

Se desea determinar un TC clase C (Reactancia de dispersión despreciable) en lugar con corriente de falla máxima de 20 kA. Respetando la norma se desea que para 20 veces la corriente nominal no se exceda un error de 10%, por lo tanto, la corriente primaria del TC puede calcularse como:

$$I_p = \frac{20 \text{ kA}}{20} = 1000 \text{ A}$$

Por seguridad se selecciona una relación de 1200:5 en lugar de 1000:5. Si se tiene un error de 10%:

$$\frac{I_E}{I_S} = 0.1$$

En el caso de falla la corriente secundaria no excederá $(5 \text{ A}) \times 20 = 100 \text{ A}$ de modo que la corriente de excitación no será mayor a 10 A. Revisando la curva para 10 A de excitación la tensión secundaria es de aproximadamente 500 V, la tensión en el burden será de aproximadamente:

$$V_B \approx V_S - I_S R_S = 500 - 100 \times 0.61 = 500 - 61 = 439 \text{ V}$$

Por lo tanto, al elegir un burden B-4.0 con impedancia $4\angle 60^\circ \Omega$ la tensión terminal será de 400 V, de modo que:

$$V_S \approx V_B + I_S R_S = 400 + 100 \times 0.61 = 400 + 61 = 461 \text{ V}$$

De la gráfica para $V_S = 461 \text{ V}$ la corriente de excitación es de aproximadamente 3 A así el error será cercano al:

$$Error = 100\% \times \frac{I_E}{I_S} = 100\% \times \frac{3}{100} = 3\%$$

Por lo tanto, puede elegirse con tranquilidad la clase de precisión **C400**.

Casi todos los TC de protección están cubiertos por la clasificación C o K, de tipo bushing con devanados distribuidos uniformemente y por tanto reactancia de dispersión despreciable.

Tipos de TC

Se cuenta con 2 tipos de transformador de corriente tanto para medición como para protección:

1. **Interior:** Para ambiente cerrado, como gabinete o celda, convenientemente protegidos con algún aislante externo tal como la resina epoxi, relativamente susceptibles a la humedad y a la temperatura.

La forma constructiva de estos puede ser:

- Tipo ventana: Donde el núcleo con forma de dona y envuelto por el secundario permite el paso del conductor (primario) en su hueco.
- Tipo barra: De la misma manera que en el tipo ventana con la diferencia que una barra permanente atraviesa el hueco del núcleo.
- Tipo bobinado: En este caso se cuenta con un devanado primario que al igual que el secundario está dispuesto sobre un núcleo magnético.

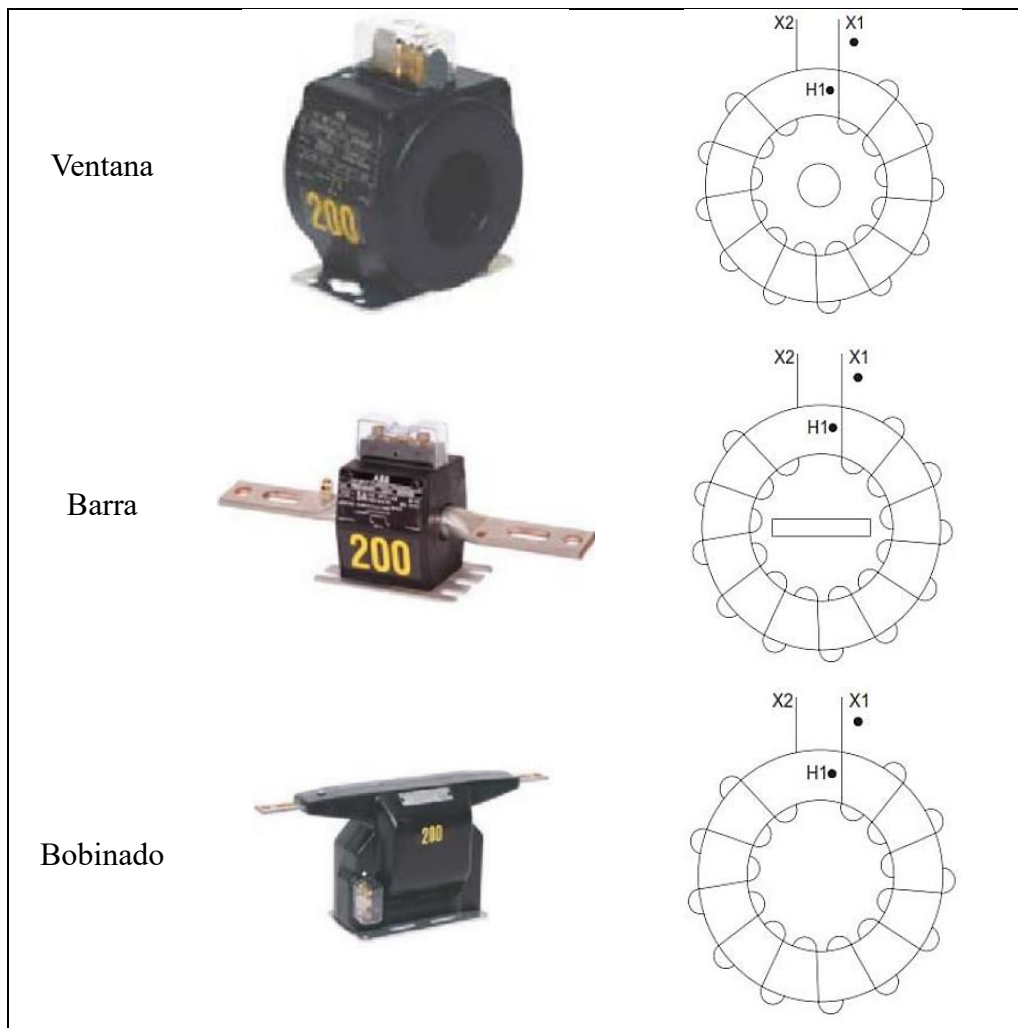


Figura 27. Tipos de TC interior

2. **Exterior:** Cuenta con una mejor protección contra la contaminación exterior, usualmente cerámica.

La forma constructiva de estos puede ser:

- **Primario en U:** Conocido también como tipo tanque u horquilla por la manera en que está ubicado su conductor primario (en U) y por la ubicación de los núcleos en la parte inferior hasta un *tanque* con aceite aislante en donde se encuentra también el o los devanados secundarios. Suele utilizarse en lugares con alto nivel sísmico debido a su bajo centro de gravedad y valores de corrientes nominal de hasta 1.6 kA y 30 kA de cortocircuito.
- **Pasante:** Conocido también como tipo invertido o de núcleo superior debido a que su primario (corto y en forma de barra pasante) y los secundarios se ubican en la parte superior de una columna de aisladores, tiene bajas pérdidas térmicas por ello se usa para altas corrientes nominales y de cortocircuito.

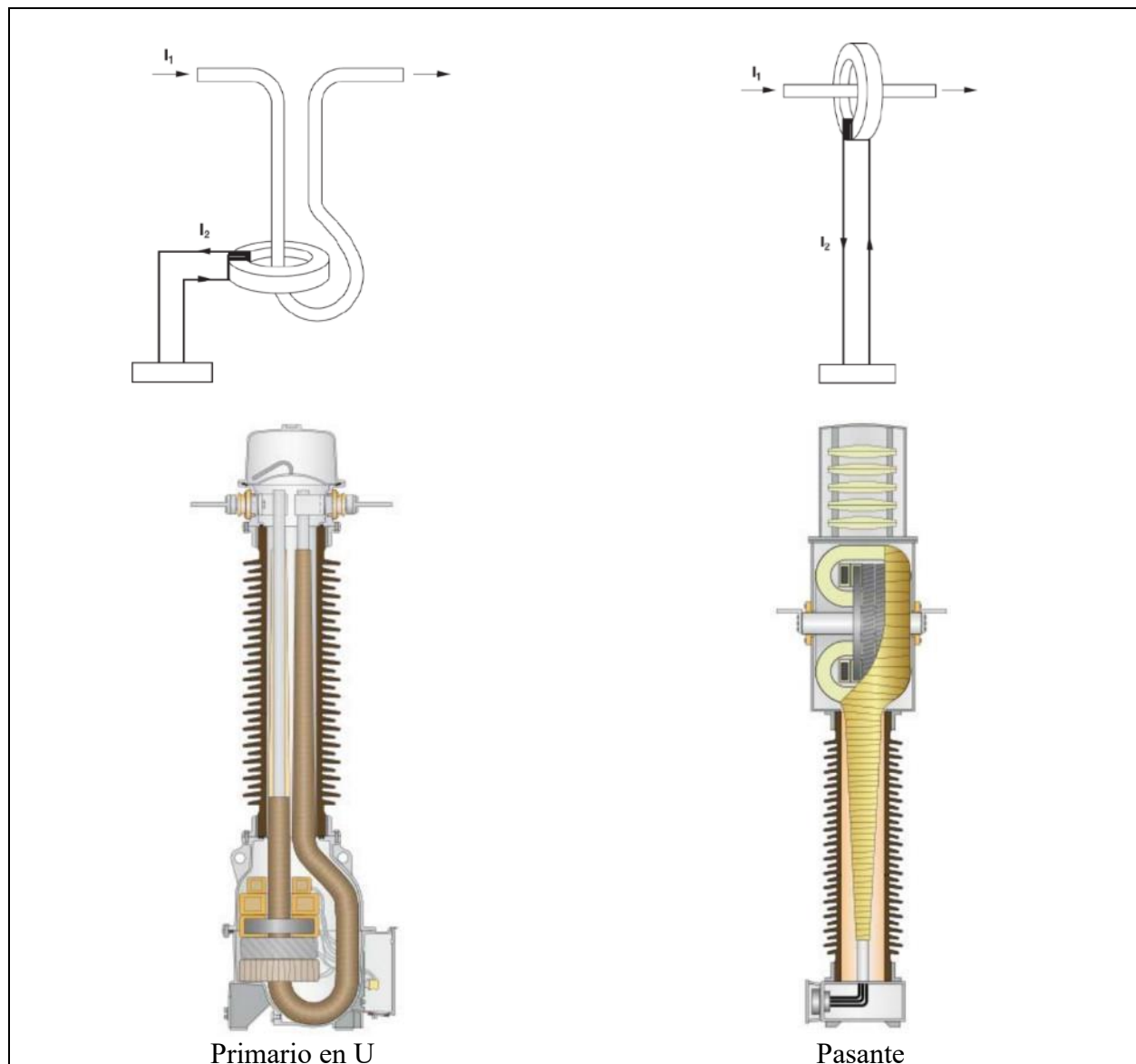


Figura 28. Tipos de TC exterior

Todos los transformadores de corriente deben contar con una identificación clara de sus terminales, de acuerdo con ANSI las letras H y X denotan terminales del primario y secundario, así como un punto que muestre la polaridad de ambos.

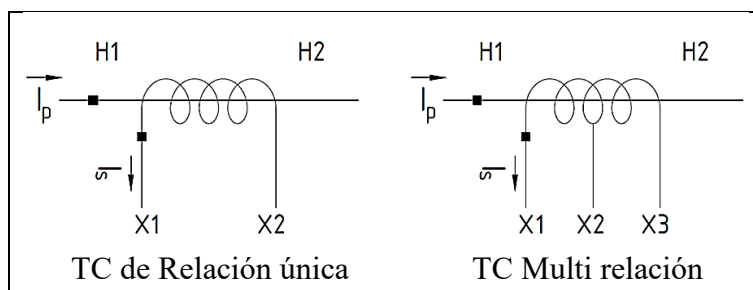


Figura 29. Convención de polaridad en TC según ANSI-IEEE

Diferencias respecto a los TC de medición

La aplicación de un transformador de corriente depende en gran medida de las características de su núcleo, en el caso de un TC de medición (contadores, instrumentos de Power Quality, calibración) requerirá múltiples chapas de gran permeabilidad y rápida saturación permitiendo que las sobrecorrientes no afecten el secundario, además de proporcionar una gran precisión con corrientes primarias del orden del 10% de la corriente nominal, utilizan burden con valores bajos y poseen menores tensiones de saturación, diseñados para operar entre un 5 a 120 % de sus corrientes nominales.

Caso contrario en los TC de protección, pues en estos es deseable una saturación lenta que permita conservar la relación de transformación en caso de falla (hasta 20 veces la corriente nominal) y permitir la correcta operación de los dispositivos de protección.

En la práctica se pueden especificar transformadores de corriente con núcleos independientes para propósitos de medición y protección.

Conexión de típica de un TC

En cuanto a la conexión, en la mayoría de los casos es aplicable la configuración estrella, sin embargo, más adelante se mostrarán otros esquemas de protección utilizando TC.

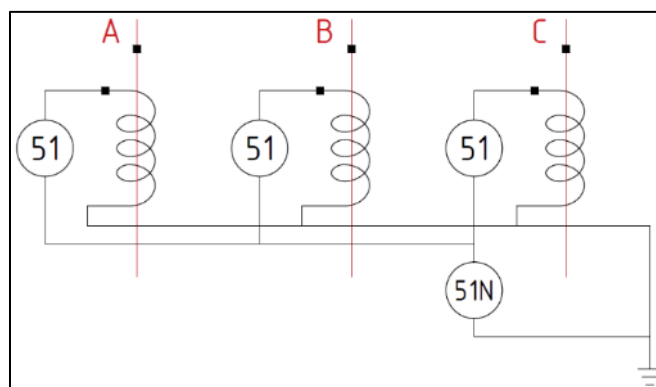


Figura 30. Conexión estrella típica en transformadores de corriente.

Donde los elementos 51 y 51N representan un relé de sobrecorriente de tiempo y de tierra respectivamente.

3.3.2 Transformadores de potencial

Los transformadores de potencial³ para protección o también llamados como transformador de tensión, que también pueden ser destinados para propósitos de medición, pueden brindar aislamiento a los instrumentos de la red de alta tensión, para proteger no solo a los dispositivos sino también al personal operativo que los manipula, sus terminales primarias se conectan en paralelo a la red de interés, mientras que los instrumentos de control, medida y protección, se conectan en paralelo en su secundario, existen dos tipos de transformadores de tensión estos son

³ El transformador de tensión es un transformador idealmente en condiciones de vacío donde la corriente de carga es cero y la caída de tensión solo es causada por la corriente de magnetización y por lo tanto es insignificante. Norma IEC No.60044, 186 y 358 & IEEE_0242_2001 (Buff) Protection and Coordination

los inductivos y los capacitivos, los inductivos constan de dos arrollamientos dispuestos sobre un núcleo magnético común y los capacitivos se construyen con un divisor de tensión para disminuir En estos transformadores se busca que la tensión de salida sea muy semejante a la tensión de entrada, con una magnitud mucho menor y de esta manera lograr que la caída de tensión en el transformador sea muy baja y el desfase despreciable.

Dependiendo del nivel de tensión y del entorno Los transformadores de potencial pueden ser de exterior o tipo interior, los TP tipo exterior pueden ser unipolares, esto quiere decir que los arrollamientos del secundario están elaborados directamente sobre el núcleo de hierro puesto a tierra, en los TP tipo exterior cuentan con un recubrimiento que mejora su resistencia a las condiciones ambientales, por lo general los TPs se aíslan para así poder soportar sobre tensiones, incluidas las tensiones de impulso, para lograr eso con un diseño compacto la tensión se distribuye uniformemente a través del arrollamiento.

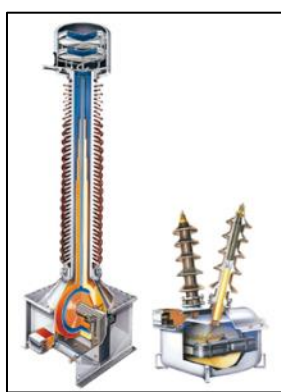


Figura 31. Ejemplo de transformador de potencial tipo exterior

En los transformadores de potencial monofásicos que son usados para medida la precisión debe mantenerse cuando la tensión que se le aplica se encuentra en un rango del 80% al 120% de la tensión primaria nominal, y cuando la carga conecta al secundario del transformador el rango es de 25% y 100% Para la especificación de los transformadores de tensión se hacen de acuerdo con las restricciones de empleo, las características de la red de operación y las condiciones ambientales del sitio de trabajo.

Circuito equivalente de un T.P.

Los transformadores de potencial se comportan en forma similar a un transformador convencional de dos bobinas. Por lo tanto, el circuito equivalente referido al secundario es el siguiente.

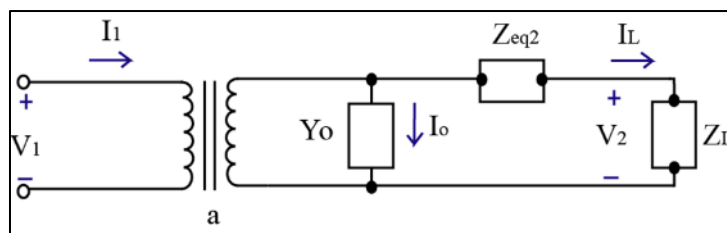


Figura 32. Modelo de un transformador de potencial

Donde:

Z_{eq2} = Impedancia equivalente, referida al secundario.

Z_L = Impedancia del instrumento.

V_2 = Tensión secundaria que deberá ser fiel reflejo de la primaria.

Y_0 = Admitancia de excitación

Precisión

A los transformadores de voltaje se les asigna una clasificación de precisión para cada una de las cargas se establece la clase de precisión para la carga máxima para la cual ha sido clasificada y esto implicara que todas las cargas inferiores estarán en esa clase, por ejemplo: 0.3Z, se encontrara designado en 0, W, X, M, Y, Z en el caso que la clase sea diferente se indicara de la siguiente manera 1.2ZZ en este caso la clase de precisión no es garantizada para otras cargas a menos que se indique específicamente. Los valores nominales de voltaje terminal, Burden (tanto para 60 como 50 Hz) pueden apreciarse en la siguiente tabla:

Designación	VA	F.P.	Resistencia [Ω]	Inductancia [H]	Impedancia [Ω]
W	12.5	0.10	115.2	3.0400	1152
X	25.0	0.70	403.2	1.0900	576
M	35.0	0.20	82.3	1.0700	411
Y	75.0	0.85	163.2	0.2680	192
Z	200.0	0.85	61.2	0.1010	72
ZZ	400.0	0.85	30.6	0.0503	36

Tabla 11. Estándar de cargas para transformador de potencial a una base de 120 V según IEEE C57.13

Por otro lado, IEC define únicamente 2 clases de precisión para transformadores de potencial de protección:

Clase de precisión de los transformadores de potencial			
Clase de precisión	Error de Tensión [%]	Angulo de error [minutos]	Angulo de error [Centiradianes]
3P	$\pm 3,6$	± 120	$\pm 3,5$
6P	$\pm 6,0$	± 240	$\pm 7,0$

Tabla 12. Tipos de clase de precisión para transformadores de potencial según IEC

Tipos de TP

En los transformadores de potencial se encuentran de dos tipos tanto en medición como en protección:

Los transformadores de potencial pueden ser tipo *interior* como como *exterior*.

Los TP de tipo interior pueden ser unipolares en los que los arrollamientos secundarios están elaborados directamente sobre el núcleo de hierro puesto entierra, el otro tipo son los bipolares, los cuales disponen de un aislamiento en el devanado primario y el secundario que corresponde a la mitad de la tensión entre fase y tierra del transformador.

El aislamiento interno es realizado comúnmente en cartón prespan o impregnado en aceite

Los TP de tipo exterior cuentan con un recubrimiento que mejora su resistencia a las condiciones ambientales y a la polución teniendo a si una columna de aisladores de porcelana o goma.

El aislamiento externo consta cerámica o goma de silicona con una línea de fuga lo suficientemente larga para que ningún arco pueda contornear bajo condiciones de contaminación, como lluvia, niebla, polvo etc.

Conexión de los TP

Los primarios de un TP pueden ser conectados en estrella o en delta, dependiendo de su aplicación, por ejemplo, si se desea tensiones entre fases y entre fase y neutro puede utilizarse la conexión en estrella.

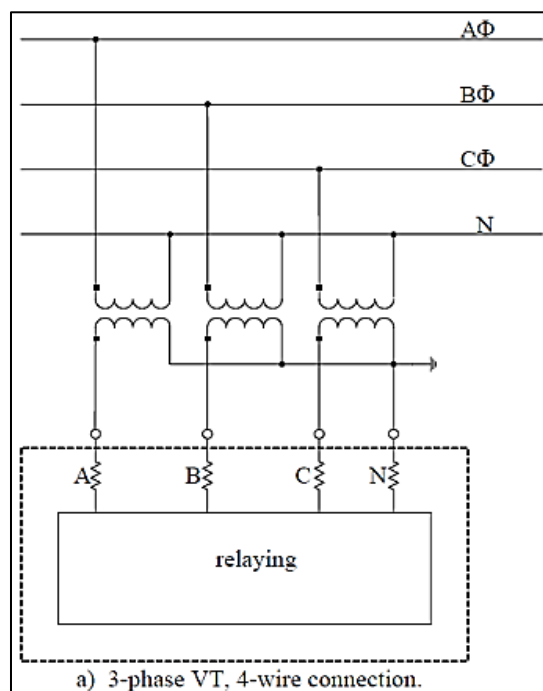


Figura 33. Conexión estrella con TPs

Por su parte la conexión delta abierta permite medir tensiones de fase utilizando únicamente 2 transformadores de potencial, tal como se muestra en la siguiente figura.

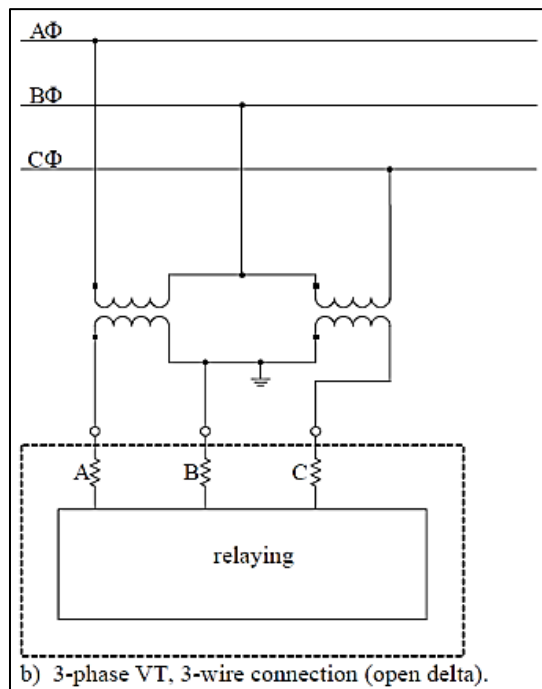


Figura 34. Conexión delta abierta con TPs

Generalidades de los TP para medición

Estos transformadores se usan para alimentar equipos de medida (contadores, instrumentos de Power Quality, calibración) el grado de exactitud de un transformador de potencial se mide por su clase o precisión la precisión debe mantenerse cuando la tensión que se aplica en el arrollamiento primario va desde 80% al 120% de la tensión primaria nominal y esta precisión debe de ser mantenida cuando la carga conectada al secundario del transformador este entre 25% y 100% de la carga nominal y un factor de 0,8 inductiva.

3.4 Dispositivos de protección

3.4.1 Fusibles

Son el elemento más básico de protección en los sistemas de distribución tanto para sobrecarga como cortocircuitos, adicionalmente pueden utilizarse para desconectar líneas primarias. Existe una variedad de estos, los tipos básicos serían los de expulsión, en vacío y limitadores de corriente.

Fusibles de expulsión

Los hay en dos clases A (distribución) y clase B₄ (potencia).

En estos fusibles existe un parámetro denominado “Low Current” que es la corriente que funde el elemento en el rango de tiempo largo (mínimo 300 s).

El principal componente de los fusibles de expulsión es un elemento fundible de varios materiales, en paralelo con un cable tensor cuya finalidad es aliviar el esfuerzo de dicho hilo fundible, rodeando a esto se encuentra un tubo auxiliar con o sin contenido gaseoso que ayuda con la interrupción de corrientes. En sus extremos puede verse una cabeza y un conductor trenzado con buena resistencia y flexibilidad que permiten intercambiabilidad mecánica con los cutouts (el elemento que soporta al portafusible) del conjunto de fusible de expulsión.



Figura 35. Fuse link típico en el mercado.

Algunos fuse link hacen uso de elementos duales que reducen las corrientes de fusión mínima a largo plazo sin reducir las corrientes de fusión mínima a corto plazo. Por otro lado, existen *switch link* que, sin elemento fundible, tienen la única finalidad de seccionar una línea de distribución.

Cada uno de los fusibles de expulsión tienen una curva característica de tiempo corriente a continuación se pueden apreciar 2 tipos de estas curvas, para fusibles de uno de los fabricantes en el mercado, estas curvas son producidas con pruebas especificadas en la norma IEEE C37.41.

- Tiempo de fusión mínima: Indica el tiempo de fusión promedio y su respectiva corriente, menos un valor de tolerancia del propio fabricante (cercano al 10%)
- Tiempo de despeje máximo: Indica el tiempo de fusión promedio y su respectiva corriente, más el valor de tolerancia del fabricante y el tiempo de arqueo por la falla.

⁴ Alimentadores muy cercanos a subestaciones, donde las relaciones X/R de falla pueden ser muy altas.

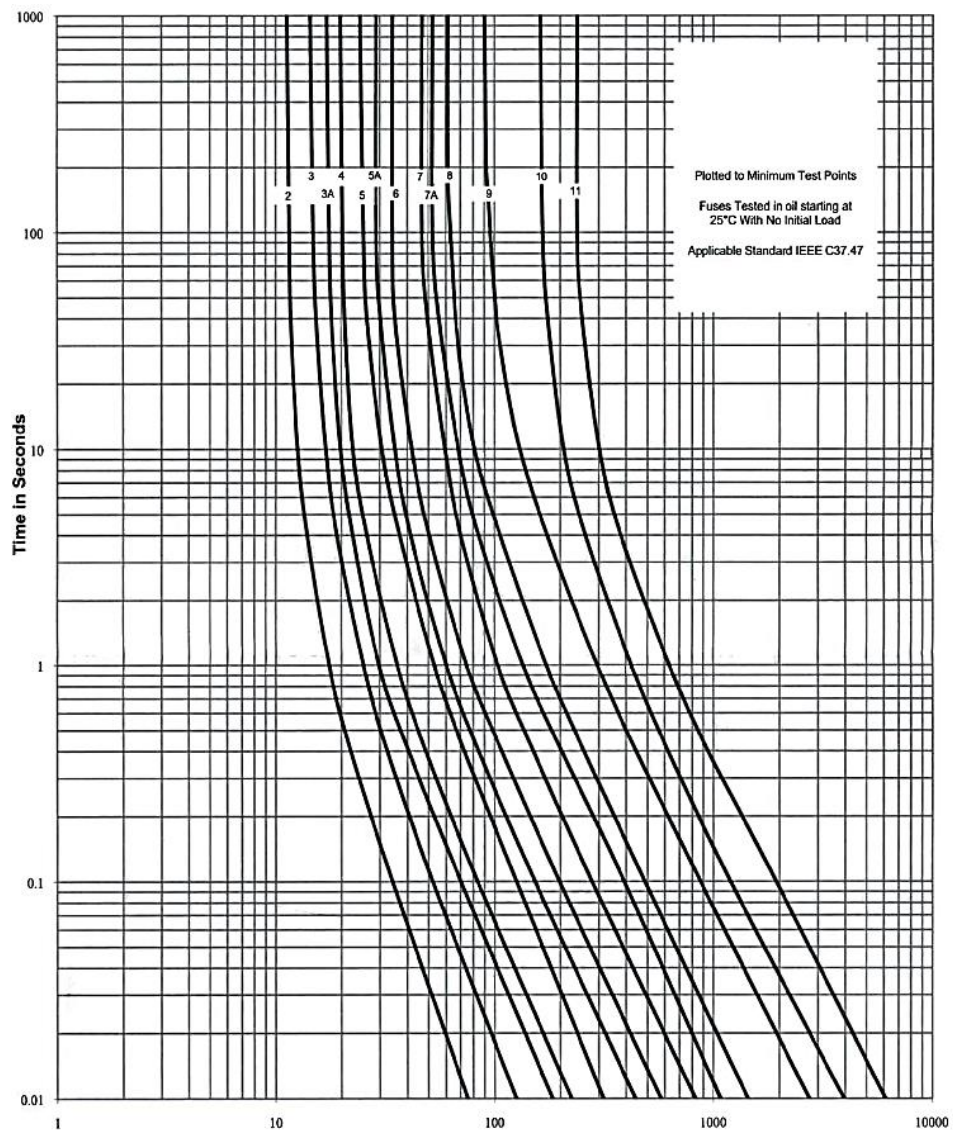


Figura 36. Curvas de tiempo mínimo de fusión.

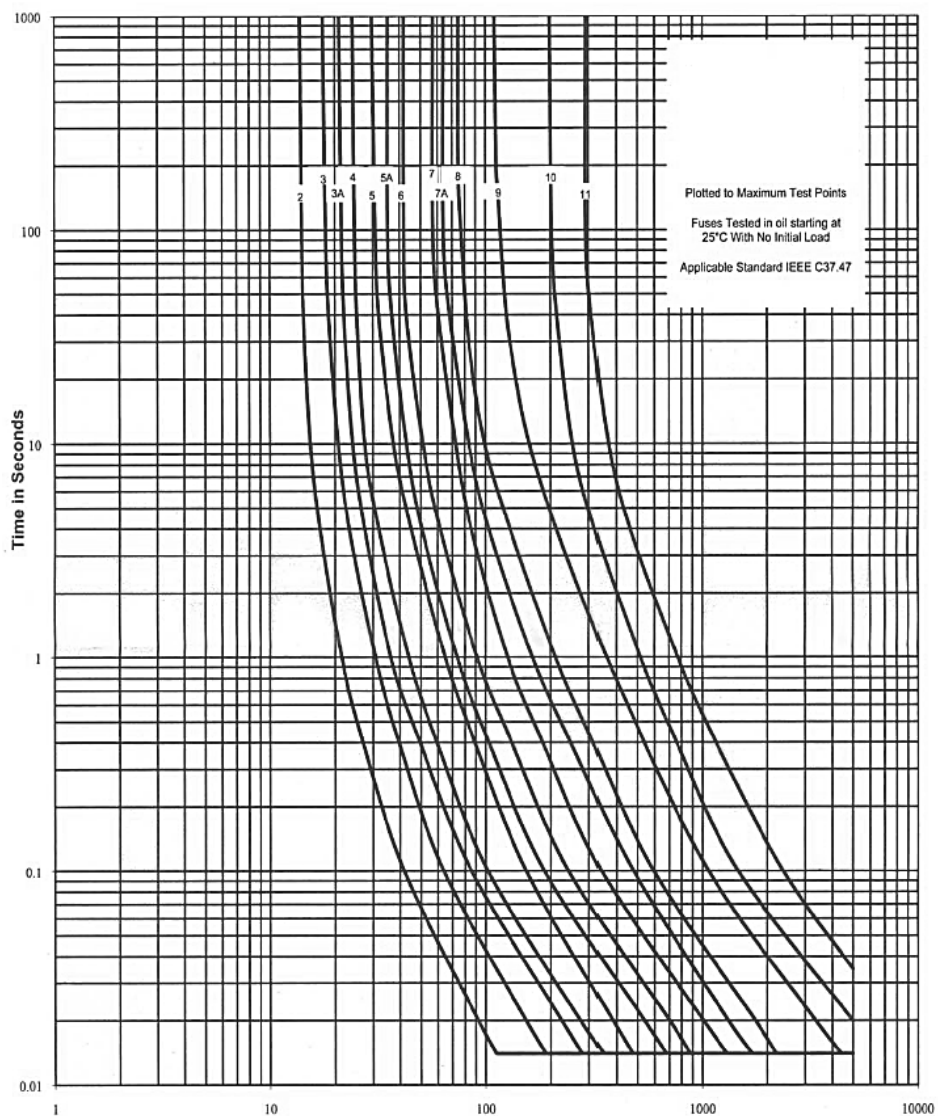


Figura 37. Curvas de tiempo total de despeje.

Tipos de fuse link

En la actualidad se tiene toda una gama de curvas características de tiempo corriente en función de la velocidad de interrupción del equipo fusible, algunas designaciones son N, K, T y S, sin embargo, en la práctica los más empleados son el tipo K (rápido) y el T (lento), el tipo K aparte de despejar fallas con mayor rapidez, permite mejor coordinación con relés inversos mientras que el tipo T tiene una mejor resistencia a los transitorios y corrientes inrush⁵ y se coordinan mejor entre ellos para un amplio rango de corrientes.

⁵ Corriente de excitación breve, presentada al energizarse un transformador, su intensidad está relacionada con flujo residual en el núcleo, equivalente de cortocircuito en el punto.

A manera de cuantificar la velocidad entre estos 2 tipos se muestra la siguiente tabla:

Tipo de fuse	Speed ratio
K	6 – 8
T	10 -13

Tabla 13. Rangos de S.R. para fusibles tipo K y T

Donde:

$$\text{Speed ratio} = \frac{\text{Minimum melt current at } 0.1 \text{ s}}{\text{Minimum melt current at } 300 \text{ s or } 600 \text{ s}}^6 \quad (13)$$

En cuanto a los Cutout, estos vienen en 3 formas típicas, Enclosed, Open y Open Link. Para el primer caso el cutout viene encerrado en una caja de caja generalmente de porcelana, en el caso del tipo Open este cutout está expuesto a la intemperie lo que permite mayores capacidades de interrupción, mientras que en open link siendo el más simple de los 3 cuenta únicamente con el elemento fusible y un pequeño tubo auxiliar para el confinamiento de arco.

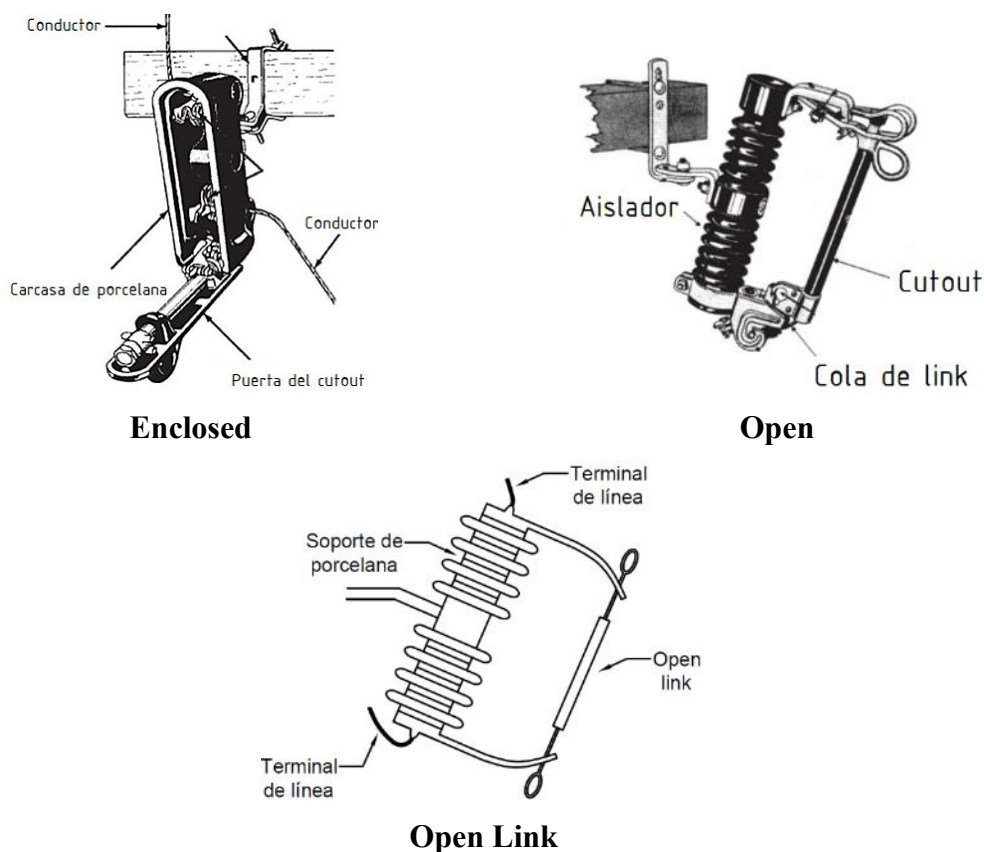


Figura 38. Tipos de fusibles de expulsión en líneas de distribución

⁶ 600 segundos para fusibles por encima de 100 A

Selección de cutout y fuse link

Dado que los fuse link son utilizados en cutouts deben especificarse valores nominales en ambos, para empezar en esta selección es necesario conocer los siguientes datos para especificar un cutout:

1. Voltaje del sistema.
2. Nivel de aislamiento.
3. Máxima corriente de falla máxima.
4. Relación X/R.
5. Corriente de carga máxima.

Una vez conocidos todos y cada uno de ellos pueden seleccionarse los valores de corriente estable (mayor que la corriente de operación normal e incluso pequeñas sobrecargas contempladas), voltaje y capacidad de interrupción (mayor al valor simétrico de corriente de falla máxima).

A la hora de seleccionar un fuse link, Cooper Power Systems menciona ciertos factores a considerar a parte de la corriente de carga máxima esperada, como pueden ser altas temperaturas, porcentaje de carga, la corriente inrush por arranque de carga en frío⁷, dado que al menos estas 2 ultimas pueden alterar las curvas tiempo-corriente, tal como puede verse en las figuras:

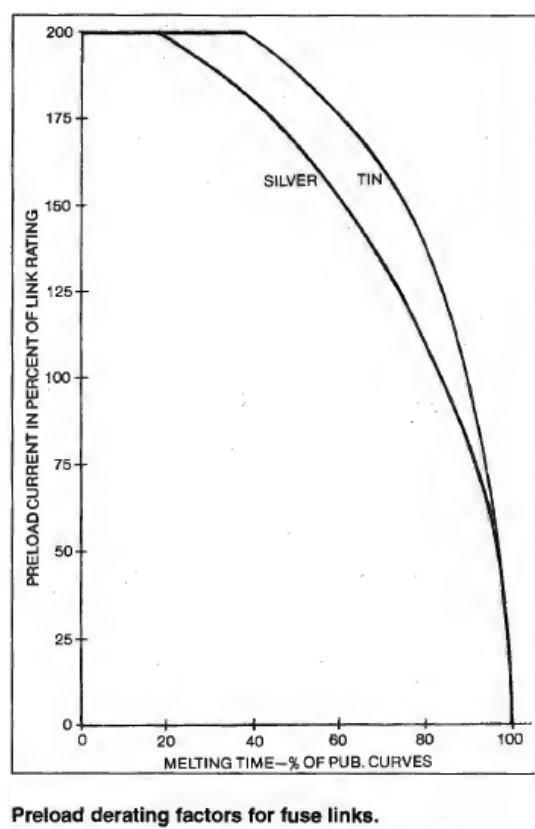
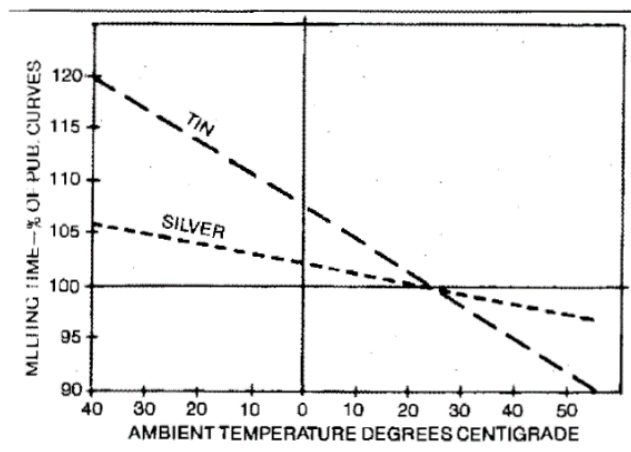


Figura 39. Fuente: *Electrical distribution systems protection, Cooper Power systems.*

⁷ Corriente de gran magnitud y corta duración presentada al energizar un transformador



Ambient temperature derating factors for fuse links.

Figura 40. Fuente: *Electrical distribution systems protection, Cooper Power systems.*

Valores nominales preferidos

Tensión: La IEEE C37.42 presenta una tabla con valores nominales máximos en kV para fusibles según su clase:

Fusibles clase A y B	Fusibles clase B
2.8	
5.5	
8.3	48.3
15.5	72.5
17.2	121.0
23.0	145.0
27.0	169.0
38.0	

Tabla 14. Valores preferidos de tensión para fusibles de expulsión

Corriente nominal: En este caso, es la capacidad de corriente que el fusible puede transportar continuamente sin derretirse el elemento (link) máximo que puede utilizarse en él. Se recomienda ampliamente consultar a los fabricantes para asegurarse de que se cuenta con un valor adecuado de esta corriente.

Corriente nominal de fuse links [A]									
0.5	3	7	12	20	40	80	140	250	
1	5	8	15	25	50	100	150	300	
2	6	10	18	30	65	125	200	400	

Tabla 15. Valores preferidos de corriente para enlaces fusible según IEEE C37.42

En el caso general esta corriente debe ser al menos el valor nominal especificado en la tabla anterior. Ciertos fusibles equipados con medios de ruptura de carga pueden funcionar en exceso de la corriente nominal durante los períodos de sobrecarga.

La norma proporciona además valores de corriente para los soportes de fusible:

Corriente nominal para soporte de fusibles [A]		
10	200	600
25	300	700
50	400	720
100	450	

Tabla 16. Valores preferidos de corriente para soportes de fusible según IEEE C37.42

Corriente nominal máxima de ruptura: En este caso, la capacidad de ruptura será la corriente máxima que el fusible puede interrumpir durante una falla. Nuevamente se recomienda consultar al fabricante para asegurarse de que se cuenta con un valor adecuado de esta corriente, sin embargo, estos valores deberían estar basados en la serie R10 (tanto clase distribución como clase de potencia), es decir *1.00, 1.25, 1.60, 2.00, 2.50, 3.15, 4.00, 5.00, 6.30, 8.00 A* y sus respectivos múltiplos de 10, un ejemplo de estos valores puede apreciarse en la siguiente tabla para fusibles de potencia (Fuente: IEEE C37.46):

Tensión nominal máxima [kV]	Corriente de interrupción máxima [kA RMS simétricos]																	
2.54 – 2.80														31.5	40	50	63	80
5.08 – 5.50														31.5	40	50	63	80
8.30					4	5	6.3	8	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80
15.0 – 17.2					4	5	6.3	8	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80
23.0 – 27.0					4	5	6.3	8	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80
38.0						5	6.3	8	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80
48.3				3.15	4	5	6.3	8	10	12.5	16	20	25	31.5				
72.5			2.5		4	5	6.3	8	10	12.5	16	20	25					
121	1.25	2.5			4	5	6.3	8	10	12.5	16							
145	1.25	2.5			4	5	6.3	8	10	12.5								
169		2.5			4	5	6.3	8	10	12.5								

Tabla 17. Corriente de interrupción máxima en fusibles de potencia y limitadores de corriente

BIL Nominal: Como todo componente en un sistema eléctrico de potencia los fusibles están expuestos a sobretensión producida por rayos o maniobras del sistema, la medida de que tanto pueden soportar este fenómeno viene dada por el nivel básico de aislamiento, a continuación, se muestran los valores preferidos para este parámetro:

Tensión nominal [kV]	Nivel básico de aislamiento		
	Clase A	Clase B – Ext.	Clase B – Int.
2.80	45	-	45
	60		
5.50	60	-	60
	75		
8.30	75	95	75
	95		
15.5	95	110	110
17.2			
23.0	125		150

Tensión nominal [kV]	Nivel básico de aislamiento		
	Clase A	Clase B – Ext.	Clase B – Int.
27.0	150		
38.0	150	150	150
	200	200	200
48.3	-	250	-
72.5	-	350	-
121	-	550	-
145	-	650	-
170	-	750	-

Tabla 18. Valores nominales de BIL para fusibles de expulsión, Fuente IEEE C37.42

Por último, la norma IEEE C37.42 indica los valores técnicos mínimos a presentar en la placa de información.

Para **soportes** de fusibles:

- Nombre del fabricante o marca de identificación
- Tipo
- Corriente nominal
- Voltaje nominal máximo
- Nivel básico de aislamiento
- Código de identificación de fecha

Para **unidades** fusible o de relleno:

- Nombre del fabricante o marca de identificación
- Tipo o letra de identificación
- Corriente nominal
- Voltaje nominal máximo
- Código de identificación de fecha

Tablas de coordinación

Los fabricantes de fusibles por lo general proporcionan ciertas tablas que indican límites de coordinación recomendados a la hora de utilizar fusibles del mismo tipo, estas tablas tienen como base un criterio de 75% del tiempo de fusión mínimo respecto a un tiempo de aclaración máximo entre 2 fusibles, esto se detalla mejor más adelante del trabajo.

Fusibles limitadores de corriente

Un fusible de este tipo es aquel capaz de interrumpir todas las corrientes desde un valor mínimo a un valor máximo proporcionados por el fabricante, limitando la energía disponible durante una falla, protegiendo a un elemento como puede ser un transformador de distribución o un motor, esta corriente mínima es la capaz de derretir el fusible, este concepto lo podemos apreciar en la siguiente imagen:



Figura 41. Característica de recorte de un fusible limitador de corriente

Donde la curva con trazo continuo representa la corriente de falla recortada por el fusible antes de alcanzar su valor teórico.

Una construcción típica de estos fusibles consiste en un elemento fundible (plata) formando una resistencia en espiral con un soporte de gas ionizante para mejor disipación de calor, un relleno de arena de cuarzo o sílica de gran pureza que al fundirse forma una capa de vitrificada (fulgurita) que causa el confinamiento de arco. Una descripción más detallada de los componentes de un CLF disponible en el mercado puede verse en la siguiente imagen.

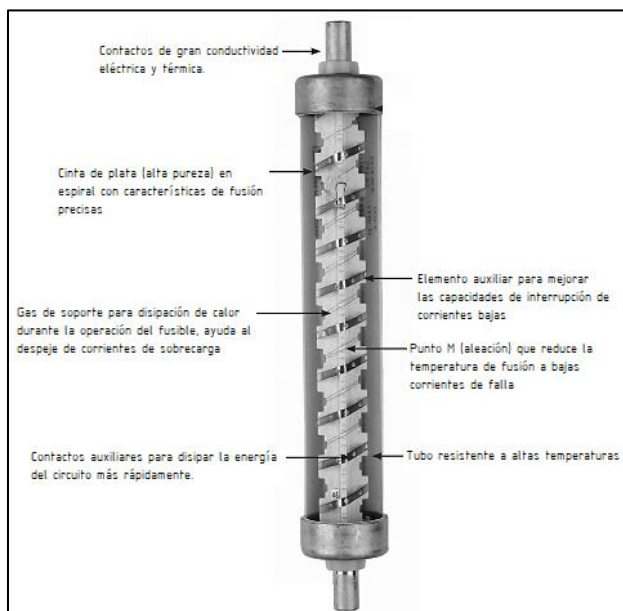


Figura 42. Componentes de un fusible limitador de corriente

Se pueden nombrar 3 tipos básicos de limitadores de corriente

1. **De respaldo**, que son utilizados junto a otro dispositivo de protección contra sobrecorriente debido a que pueden interrumpir únicamente corrientes por encima de un valor elevado (corriente mínima de corte) en el rango de los 500 A.
2. **De propósito general**, en el cual están definidos por un valor mínimo de derretimiento (corriente) a un tiempo de al menos 1 hora.

3. **Rango completo**, que interrumpen toda corriente que provoque su derretimiento, hasta su poder de corte nominal en cortocircuito, usualmente son usados sin otro equipo de protección contra sobrecorriente y hasta una temperatura máxima (RMAT).

Puede resumirse que la principal diferencia radica en el valor de corriente mínima que pueden interrumpir que es considerablemente menor en los de propósito general y rango completo respecto a los de respaldo.

Algunos de los parámetros básicos de estos dispositivos son:

- Tensión nominal**, es decir la tensión máxima de operación continua a la que puede estar sometido.
- Corriente nominal**, o la corriente de carga de estado estable que puede soportar sin incrementos elevados en la temperatura.
- Low Current**, o corriente mínima de interrupción (fusión del elemento).
- Corriente máxima de interrupción**, que viene dada por el valor de corriente máximo asignado y utilizado en ensayos.

Todos los fusibles cuentan con curvas características tiempo, adicional a eso curvas de limitación de corriente, es decir el valor de recorte de corriente de cortocircuito en función de la corriente de falla presunta.

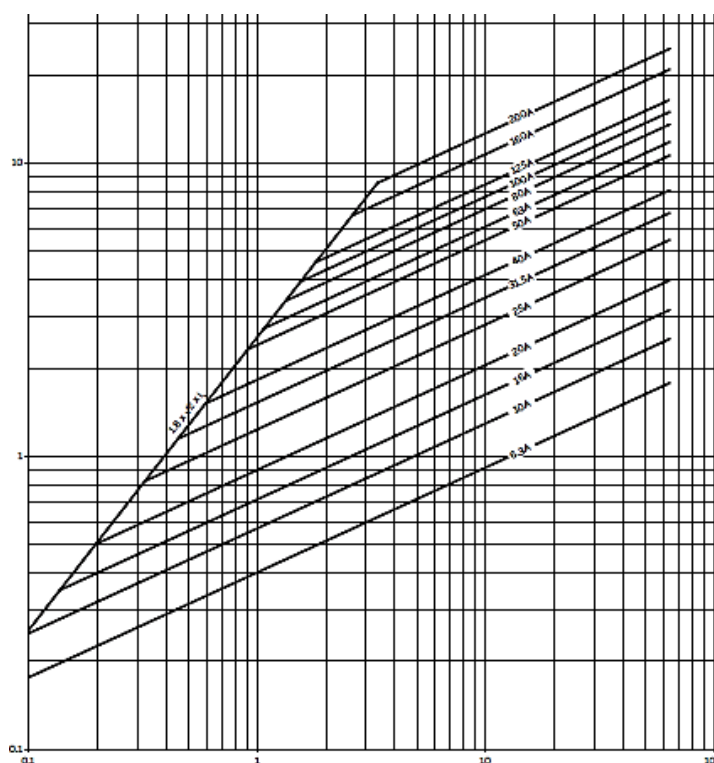


Figura 43. Curvas de limitación de corriente para CLF

La grafica anterior muestra múltiples curvas limitadoras de fusibles tipo backup para transformadores de distribución para tensiones de hasta 24 kV. Cinta de plata (alta pureza) en espiral con características de fusión precisas.

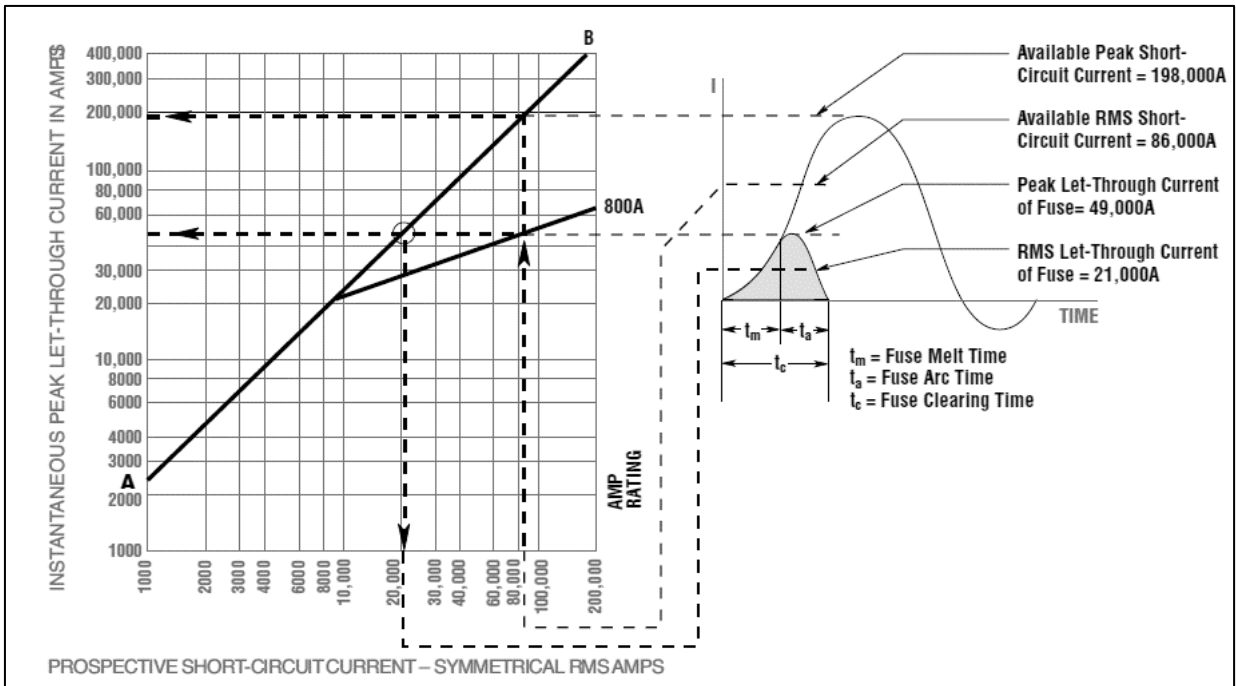


Figura 44. Análisis de un fusible limitador de corriente

Comparación entre ambos fusibles

En la siguiente figura puede mostrarse el comportamiento de la tensión y la corriente presentado durante la operación de fusibles de expulsión y limitadores de corriente.

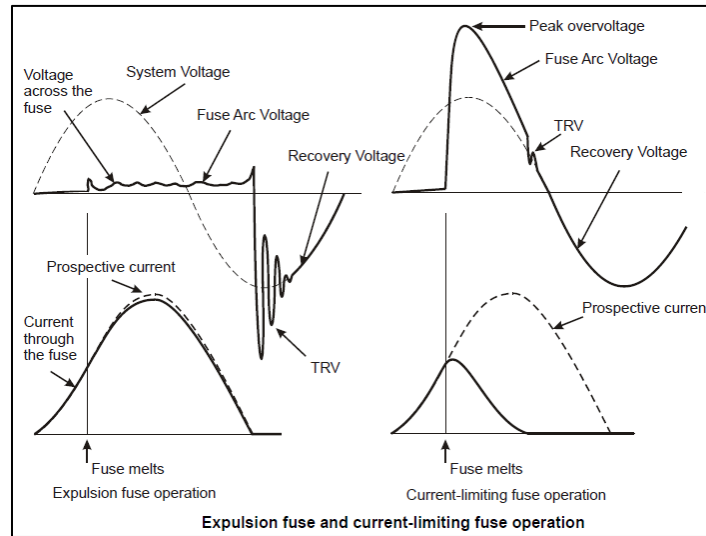


Figura 45. Fuente: IEEE C37.48.1

El máximo valor permisible de sobrevoltaje para fusibles limitadores de corriente de tipo distribución o potencia esta especificado por norma, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tensión nominal máxima [kV]	Pico de sobrevoltaje máximo			
	IEEE C37.47		IEEE C37.46	
	Corriente nominal de hasta 12 A	Corriente nominal mayor a 12 A	Corriente nominal de hasta 12 A	Corriente nominal mayor a 12 A
2.54 – 2.8	13	9	13	9
5.08 – 5.5	25	18	25	18
8.3	38	26	38	26
15 – 17.2	-	-	68	47
15.5 – 17.2	70	49	70	49
23 (21-22)	105	72	105	72
25.8	-	-	117	81
27	123	84	123	84
38	173	119	173	119

Tabla 19. Valores de tensión permisibles en fusibles limitadores de corriente

Es importante aclarar que es muy importante seleccionar el valor de tensión nominal de los fusibles limitadores de corriente, es decir **nunca usar un fusible con capacidad nominal menor al voltaje del sistema y por lo otro lado no sobredimensionarlos** ya que esto podría implicar que el voltaje pico del arco podría causar daño a los equipos que en primera instancia se está intentando proteger o bien provocar estrés a un descargador de sobrevoltaje cercano.

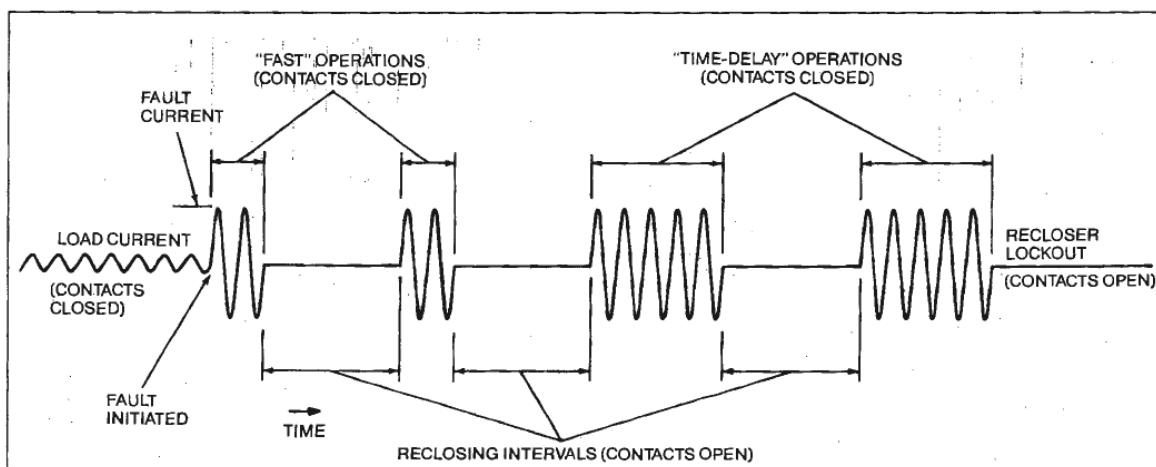
Por ultimo las normas IEEE realizan una breve comparación parámetros generales en fusibles de distribución, potencia y limitadores de corriente.

	IEEE C37.42 Fusibles de distribución	IEEE C37.46 Fusibles de potencia y limitadores	IEEE C37.47 Fusibles limitadores de distribución
Voltaje nominal máximo [kV]	5.5 - 38	2.8 - 169	2.8 - 38
Corriente nominal [A]	Hasta 200	Hasta 700	Hasta 200
Corriente de interrupción nominal máxima [kA]	0.75 – 16	1.25 - 80	12.5 - 125
Relación X/R a la corriente de interrupción nominal máxima	1.33 – 15	Más de 15	Más de 10

Tabla 20. Comparación entre parámetros básicos entre tipos de fusibles

3.4.2 Recloser

Otro tipo de dispositivo de protección de sobrecorriente, con la ventaja respecto a los fusibles que luego de una apertura producto de una sobrecarga realiza un recierre en forma automática, si la falla persiste luego de unas 3 o 4 operaciones, este quedara abierto en forma permanente hasta que la razón de esta falla sea resuelta y pueda programarse nuevamente su recierre, es decir, tienen una secuencia predeterminada de apertura y recierre. Cabe mencionar que esto no ocurre con tanta frecuencia ya que entre un 70 y 80 de las fallas en líneas de distribución son temporales.



Typical recloser operating sequence to lockout.

Figura 46. Fuente: *Electrical distribution systems protection, Cooper Power systems.*

Otras secuencias de operación:

1. Dos operaciones instantáneas (disparo y recierre) continuadas por dos operaciones diferidas de disparo antes de la apertura definitiva (posición lockout).
2. Una operación instantánea más tres operaciones diferidas.
3. Tres operaciones instantáneas más una operación diferida.
4. Cuatro operaciones instantáneas.
5. Cuatro operaciones diferidas.

La operación de un recloser está definida por los siguientes tiempos:

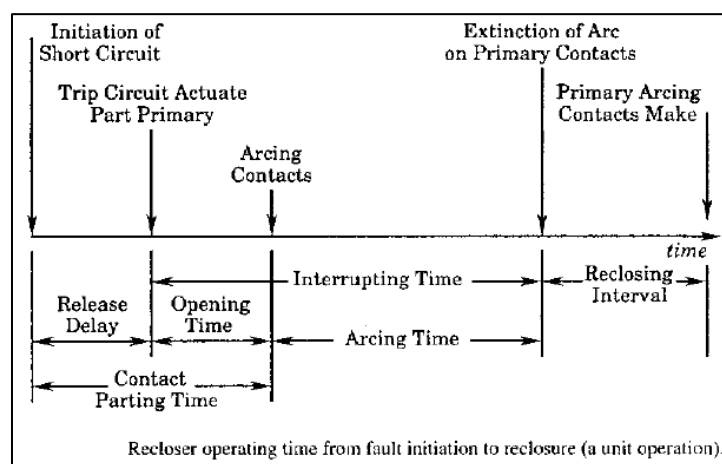


Figura 47. Fuente: *Power system protection, P.M. Anderson*

Los reclosers son usualmente aplicados dentro de subestaciones (substation type) como protección primaria de sus circuitos alimentadores, o para la seccionalización de alimentadores (overhead type) de gran longitud ubicándolos a cierta distancia de la subestación, o en cualquier parte donde se considere adecuado su uso y la corriente de falla máxima no sea muy elevada.

Existe también recloser de tipo pad mount, que puede ser utilizado en subestaciones que hagan uso de esa clase de equipo, o como protección primaria de transformadores, en estos casos puede bloquearse el recierre automático para que el disparo ocurra una sola vez en caso de presentarse una falla.

La mayoría de las fallas a tierra se revelan comúnmente a través de la detección de sobrecorriente, es decir, la corriente residual de los transformadores de corriente trifásica, corriente de secuencia cero, que se compone de la corriente de falla de LG más la corriente de desequilibrio del alimentador trifásico. Los recloser automáticos tienen esta capacidad de detección cuando la corriente total a través de cualquier fase (carga más falla a tierra) excede la configuración mínima de disparo de fase; lamentablemente la corriente de carga máxima es de dos a dos veces y media, es posible que no se detecten muchas fallas a tierra. Dado que muchas de las fallas a tierra ocurren a cierta distancia de la subestación, la magnitud está limitada por la impedancia de línea, la resistencia a tierra y la resistencia al arco.

Tipo de control

Existe básicamente 2 maneras en las que se un recloser es operado: hidráulica o electrónicamente, en el primer caso, una bobina de disparo es la que detecta la sobrecorriente, cuando se alcanza la capacidad de disparo mínima de la bobina, un émbolo abre los contactos del recloser. La sincronización y la secuencia se logran mediante el "bombeo" de aceite a través de cámaras hidráulicas separadas. Para el segundo caso, mucho más preciso que el anterior y más configurable dado que permite hacer cambios a la curva tiempo corriente, sin entrar en detalle los sensores (mediante transformadores de corriente especiales) transmiten información a un circuito de control que en caso de existir una sobrecorriente activaran un circuito de disparo que finalmente hará operar el recloser.

Medio de interrupción

Al ser un dispositivo de protección de sobrecorriente un arco eléctrico deberá ser extinguido cuando una corriente sea interrumpida, usualmente este medio es vacío o bien, aceite, este último con la desventaja que podría requerir mayor mantenimiento.

Tipos de recloser

1. *Restaurador de bobina serie*: Detecta la sobrecorriente por medio de una bobina solenoide serie. La energía de disparo se obtiene de la bobina serie y esta a su vez del circuito primario. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes que se cargan después de una operación de disparo.

2. *Restauradores de bobina paralelo*: detectan la sobrecorriente por medio de TC montados internamente, o por medio de relevadores.

La energía para el disparo no se obtiene directamente del circuito primario sino de una batería que se puede cargar del circuito primario por medio de TC o de TP. La fuerza para abrir los contactos se obtiene de resortes cargados durante la operación de recierre. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes cargados por un motor, de una alimentación del primario o de una bobina solenoide.

Selección de recloser

Para este tipo de dispositivo, suelen considerarse las siguientes variables: tensión nominal (mayor o igual a la tensión del sistema), corriente de falla máxima (mayor o igual al valor de falla en el punto donde se ubicará el recloser), corriente continua (mayor al valor pico de carga),

corriente de disparo mínima (usualmente 2 veces el valor de corriente nominal), frecuencia de operación.

Sin duda alguna debe existir una coordinación entre un recloser y los dispositivos de protección cercanos a este, por lo general las curvas de tiempo corriente y secuencia de operación de un recloser deben ajustarse para cumplir con eso.

Las características de operación de un recloser pueden de elegirse de una familia (Por ello se puede decir que son muy flexibles desde el punto de vista de coordinación) y estas van desde operaciones rápidas para fallas temporales hasta operaciones lentas para fallas de carácter más permanente que bien llevarán al bloqueo del recloser o a dar oportunidad a un fusible de despejarla, este concepto se puede apreciar en la figura siguiente:

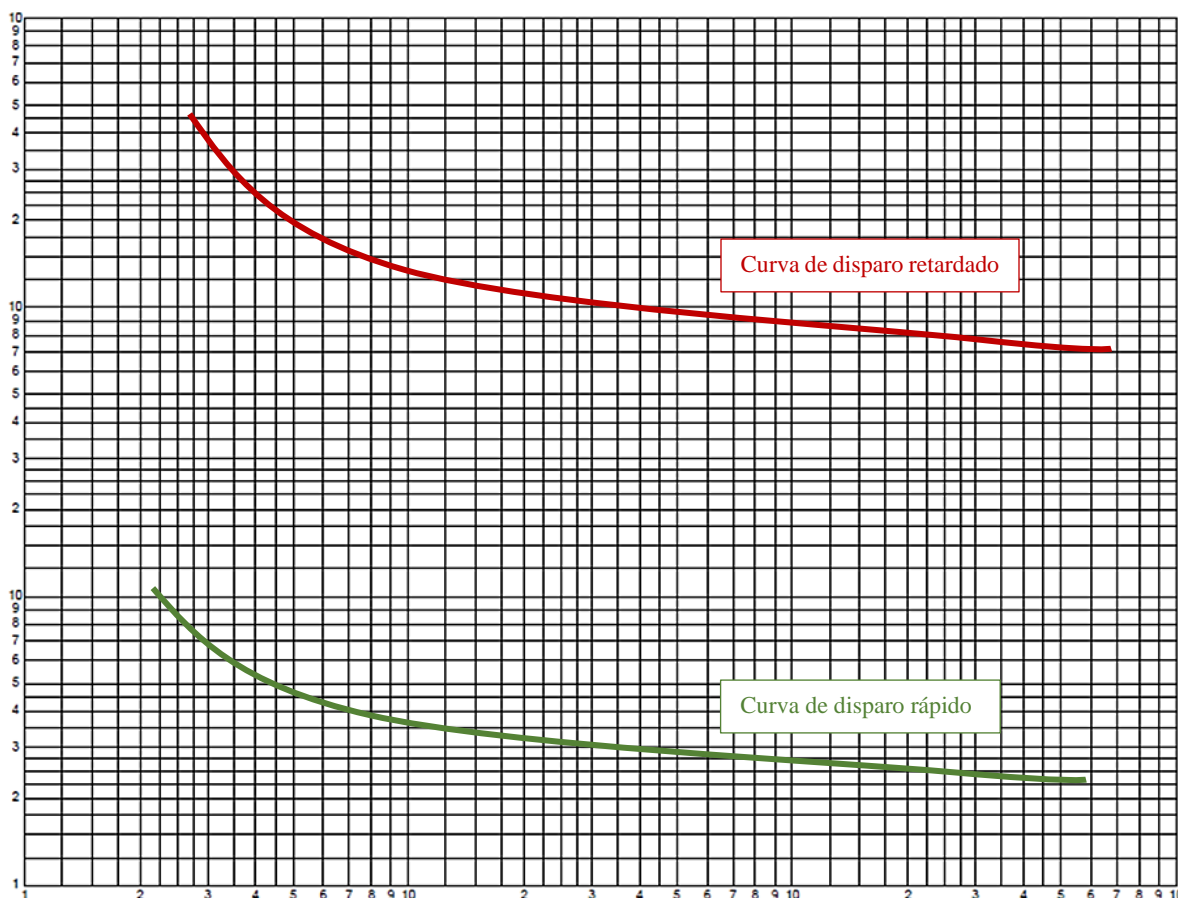


Figura 48. Características de operación de un recloser con control electrónico

3.4.3 Circuit breaker

Para el presente trabajo de graduación se entenderá que estos dispositivos de cierre, transporte y apertura de circuitos operan a tensiones mayores a 1000 V.

Entre los medios utilizados para la interrupción se tiene aceite, aire, aire comprimido, SF6 y vacío.

Similar a un recloser un C.B. tiene sus tiempos de operación:

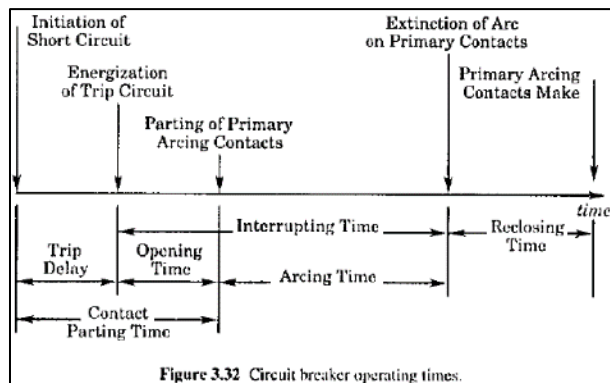


Figura 49. Fuente: *Power system protection, P.M. Anderson*

Partiendo de la figura el tiempo de interrupción **nominal** es el máximo tiempo transcurrido entre la energización del circuito de disparo a tensión de control nominal y la interrupción en todas las fases, esto durante una operación del breaker. El valor real no debe exceder más de 1 ciclo en breakers con capacidad de 5 ciclos o bien $\frac{1}{2}$ ciclo a aquellos con capacidad de 3 ciclos o menos.

Algunos de los valores nominales de circuit breaker son su frecuencia, corriente de cortocircuito, tiempo de interrupción, ciclo de operación estándar, tiempo de recierre, corriente de disparo permitida.

Voltaje nominal máximo: Tensión máxima a la frecuencia nominal para la cual está diseñado el circuit breaker.

Corriente continua nominal: Corriente a la frecuencia nominal que es capaz de transportar en forma continua sin exceder límites de temperatura, algunos valores estándar son 800, 1200, 2000 y 3000 A.

Factor de rango de voltaje nominal: Razón entre la tensión máxima nominal y la tensión de operación mínima en la cual la capacidad de interrupción simétrica y asimétrica varía en proporción inversa al voltaje de operación, este concepto puede apreciarse gráficamente:

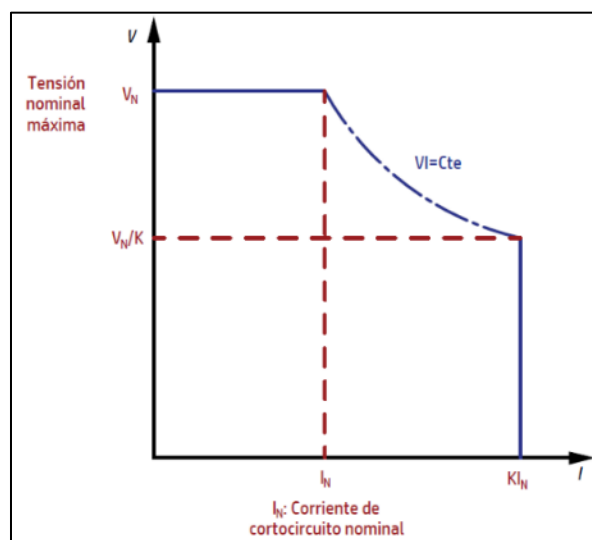


Figura 50. Factor de rango de voltaje terminal

Retardo de disparo permisible nominal (Y): Tiempo máximo para el cual un C.B. puede transportar K veces la corriente de cortocircuito antes de interrumpir. Un valor diferente a este puede calcularse mediante la siguiente formula:

$$T = Y \left(\frac{K \cdot I_N}{\text{Corriente de cortocircuito real}} \right)^2 \quad (14)$$

A continuación, en la tabla 21 se muestran algunos valores nominales en interruptores de potencia utilizados para la protección de alimentadores a nivel de distribución:

Tensión nominal máxima [kV]	Corriente nominal [A]	Capacidad de interrupción nominal [kA]	Tiempo de interrupción nominal [Ciclos]
8.25	800	20.0	5
15.5	800	12.5	5
15.5	1200	20.0	5
15.5	1200	20.0	5
15.5	1200	25.0	5
15.5	1200	25.0	5
15.5	1200	40.0	5
15.5	3000	63.0	8
38	1200	31.5	5
38	1200	31.5	5
38	2000	31.5	5
38	1200	40.0	5
38	2000	40.0	5

Tabla 21. Fuente: Protección de sistemas eléctricos, Samuel Ramírez

Por criterio de IEEE C37.010 los interruptores de potencia a nivel de distribución (Por debajo de los 72.5 kV y de capacidad menor o igual a 1200 A nominales) tienen un ciclo de operación estándar CO-15-CO, lo que significa que el interruptor puede cerrar con su capacidad de interrupción nominal, abrir por 15 segundos, luego cerrar e interrumpir de nuevo. Si se requiere mayor número de operaciones o intervalos de operación inferiores a los 15 segundos, se debe consultar puede utilizarse un factor de capacidad de recierre dado por:

$$R = 100 - D [\%] \quad (15)$$

Con:

$$D = d_1(n - 2) + d_1 \frac{(15 - t_1)}{15} + d_1 \frac{(15 - t_2)}{15} + \dots \quad (16)$$

n = Número de operaciones (5 a lo sumo)

tn = tiempo para el intervalo n-ésimo (menor a 15 minutos)

D = Factor de reducción [%]

R = Capacidad de recierre en porcentaje

$$d_1 = \begin{cases} 3, & 0 < kA < 18 \\ \frac{kA}{6}, & 18 < kA \end{cases} \quad (17)$$

Podrá comprobarse que para una secuencia O-0-CO-15-CO-60-CO, $D = 18\%$, resultando en un $R = 82\%$, esto implica que el circuit breaker reducirá su capacidad nominal de interrupción en kA a un 82%.

En términos simples un criterio de selección de circuit breaker a partir de la corriente de falla máxima disponible en su punto de aplicación es seleccionar su capacidad de interrupción a un 125% de ese valor, teniendo en consideración eso y las demás variables necesarias, su vida útil será aún mayor, teniendo por garantía un número mínimo de operaciones con ciclo de operación estándar.

3.5 Coordinación entre dispositivos (Radial) Conceptos de protección de sistemas

Sin entrar en mucho detalle la coordinación de protecciones de un sistema eléctrico de potencia busca cumplir los siguientes 3 aspectos:

1. Dar a las fallas la posibilidad de ser temporales, esto se cumple en alrededor de un 75% de los casos en la práctica
2. Interrumpir el suministro únicamente en fallas de carácter permanente
3. Afectar la menor cantidad de carga posible

3.5.1 Coordinación entre fusibles de expulsión

Método TCC

El método más utilizado en la coordinación de sistemas debido a la precisión que arroja en situaciones críticas. Su simplicidad se ve aumentada cuando los sistemas están estandarizados a un tipo de fusible K, T, etc.

Algunas consideraciones del método las tolerancias propias del fusible, la temperatura ambiente, la carga previa a la falla, daño previo en el fusible. Todo esto puede resumirse empleando un factor, específicamente el tiempo máximo de despeje (MCT) debe ser a lo sumo el 75% del tiempo de fusión mínimo (MMT) del fusible protegido.

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máximo}_{F. Protector}}{\text{Tiempo de fusión mínimo}_{F. Protegido}} < 0,75 \quad (18)$$

Ejemplo

Se desea verificar la coordinación de un fusible 15T aguas debajo de un fusible 30T, las corrientes de falla en la ubicación de cada uno se muestran a continuación.

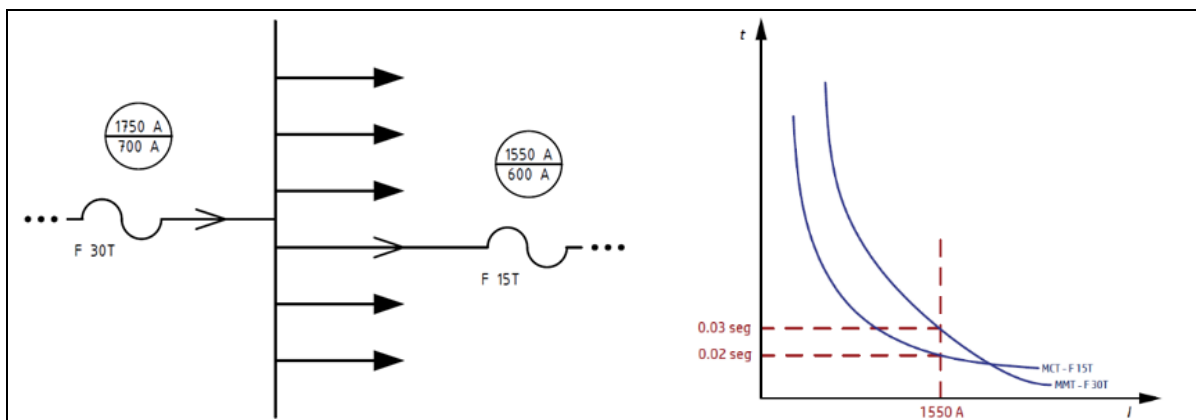


Figura 51. Esquema de coordinación Fusible-Fusible

Se espera que al ocurrir una falla en la línea protegida por el fusible 15 T (1550 A) este opere antes que el fusible 30 T, por lo tanto, partiendo de los datos de la TCC:

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máximo}_{15T}}{\text{Tiempo de fusión mínimo}_{30T}} = \frac{0,02}{0,03} = 0,67$$

Por lo tanto, al cumplirse el criterio del 75%, la coordinación para este ejemplo es correcta.

Método de tablas de coordinación

El segundo método por tratar en el presente trabajo es la utilización de tablas de coordinación proporcionadas por los fabricantes de fusibles, su utilización es recomendada solo en situaciones repetitivas donde se utilizan fusibles de un mismo tipo. Estas tablas están basadas en el criterio del 75% e indican la corriente de falla máxima para la cual 2 fusibles coordinarían satisfactoriamente, Cooper Power systems muestra algunas de estas tablas para fusibles tipo K y tipo T:

Protecting Fuse-Link Rating – Amperes	Protected Link Rating – Amperes													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
Maximum Fault-Current Protection Provided by Protecting Link – Amperes														
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2400	9100
140K														4000

Protecting Fuse-Link Rating – Amperes	Protected Link Rating – Amperes													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
Maximum Fault-Current Protection Provided by Protecting Link – Amperes														
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Tabla 22. Tablas de coordinación Fusible-Fusible (Fuente: Cooper Power Systems)

Ejemplo

Se verificará la coordinación del ejemplo anterior haciendo uso de las tablas de coordinación, suponiendo que se trate de la misma familia de fusibles y mismo fabricante:

Observando la tabla de coordinación para fusibles tipo T, un valor de 1700 A es el máximo de corriente para la cual los fusibles 30T y 15T estarán coordinados, valor que cubre con seguridad los 1550 A reales de una falla en la localidad de 15T.

El criterio del 75% definido en el método TCC es también aplicable a otras configuraciones con fusibles tales como:

1. CLF del lado de la fuente y Fusible de expulsión del lado de la carga.
2. Fusible de expulsión del lado de la fuente y CLF del lado de la carga.
3. CLF de lado de la fuente y CLF de lado de la carga.

En el caso de tenerse corrientes de falla más elevadas (por debajo de 0.01s en las TCC) la coordinación puede conseguirse utilizando valores de derretimiento mínimo y despeje total I^2t , de manera que en caso de contarse con datos del fabricante similares a los de la figura, deberá verificarse que un fusible de capacidad I_1 [A] tenga un valor (I_1t) máximo menor al 75% del valor máximo de un fusible de capacidad I_2 [A].

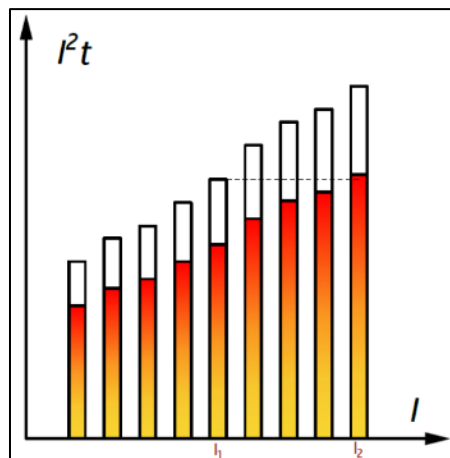


Figura 52. Barras de I^2t para coordinación de fusibles limitadores de corriente

4. Backup CLF con Fusible de expulsión

3.5.2 Coordinación entre Recloser y Fusible

El recloser automático sigue siendo en la actualidad el dispositivo de protección más popular a la hora de coordinar fallas temporales, el dispositivo más cercano a la carga debe despejar la falla momentánea, además de prevenir daño innecesario en fusibles cercanos. Dos posibles enfoques a la hora de coordinar reclosers y fusibles son los siguientes:

Fusibles del lado de la fuente

En este caso se considera el efecto del calor acumulado en el fusible durante las operaciones del recloser según la secuencia, típicamente 2 operaciones rápidas seguidas de 2 operaciones diferidas. Se aplica un factor “K” a la curva **diferida** del recloser, dejando identificada la corriente máxima que puede coordinarse evitando estrés al fusible (disparo) en caso de falla temporal, producto de la o las operaciones rápidas del recloser.

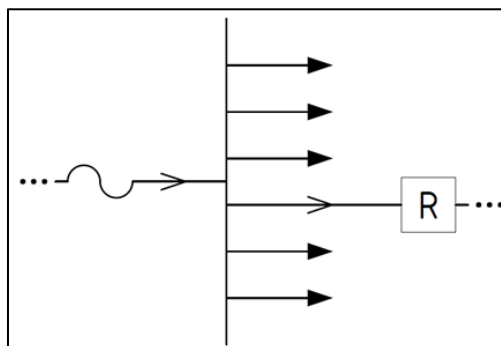


Figura 53. Esquema de coordinación Fusible-Recloser

En resumen, el tiempo mínimo de fusión debe ser mayor al tiempo de despeje promedio de la curva diferida del recloser afectada por el factor multiplicador de la tabla 23, según la secuencia y el tiempo de recierre, de acuerdo con la siguiente tabla.

Tiempo de recierre en ciclos	Multiplicador según secuencia		
	2 rápidas - 2 Diferidas	2 rápidas - 3 Diferidas	4 diferidas
25	2.70	3.20	3.70
30	2.60	3.10	3.50
60	2.10	2.50	2.70
90	1.85	2.10	2.20
120	1.70	1.80	1.90
240	1.40	1.40	1.45
600	1.35	1.35	1.35

Tabla 23. Fuente: Cooper Power Systems

Ejemplo

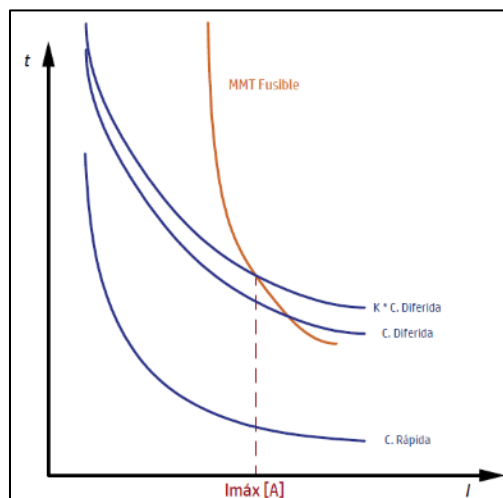


Figura 54. Ejemplo de coordinación Fusible-Recloser

La figura muestra las curvas de derretimiento mínimo del fusible y las curvas rápida y diferida del recloser, adicional a eso se plotea la curva diferida del recloser con el factor multiplicador K, la intersección de esta última TCC con la del fusible proporciona la corriente máxima que estos 2 elementos pueden coordinar.

Fusibles del lado de la carga

De nuevo con este método se busca prevenir daño o fatiga innecesaria al fusible sin embargo que este se funda luego de las operaciones rápidas del recloser en caso de que la falla sea de carácter permanente.

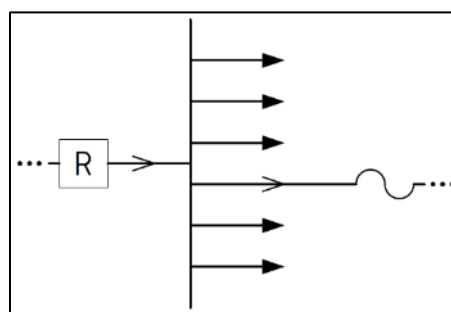


Figura 55. Esquema de coordinación Recloser-Fusible

Este tipo de coordinación se basa en que el tiempo de derretimiento mínimo del fusible sea mayor que el tiempo de despeje de la operación rápida del recloser afectada por un factor multiplicador “K”, a su vez que el tiempo de despeje máximo del fusible sea menor al del tiempo diferido del recloser, esto criterios deberán cumplirse para cualquier valor posible de corriente de falla en la localización del fusible. Ver siguiente tabla.

Usualmente este tipo de coordinación es conseguida con una secuencia de 2 operaciones rápidas seguidas de 2 operaciones diferidas.

Tiempo de recierre en ciclos	Multiplicador según secuencia	
	1 Rápida - 2 Diferidas	2 Rápidas - 2 Diferidas
25-30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

Tabla 24. Fuente: Cooper Power Systems

Ejemplo

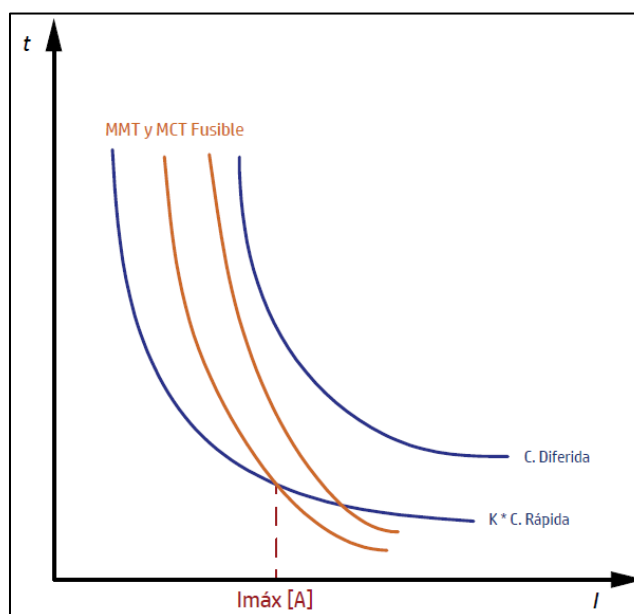


Figura 56. Ejemplo de coordinación Recloser-Fusible

En la figura se muestra la aplicación de uno de los factores de la tabla 24 en la curva rápida del recloser y el ploteo de las TCC del fusible indica su mayor rapidez respecto a la curva diferida del recloser, por último, se muestra el valor máximo de corriente de falla que ambos dispositivos pueden coordinar, siendo esta la intersección de la curva de derretimiento mínimo del fusible con la curva rápida ajustada del recloser.

3.6 Tipo de aterrizamiento

El tipo de sistema de tierra y de falla son factores importantes a la hora de calcular corrientes y tensiones de falla y para diseñar sistemas de protección, existen 3 formas de aterrizamiento en una red de potencia:

3.6.1 Efectiva o sólidamente aterrizado

- Uni-aterrizado: Estos sistemas se encuentran sólidamente aterrizados en la subestación únicamente, puede contar con 3 conductores o bien con 4 en este último caso el neutro está aislado, las corrientes de falla pueden ser grandes y su retorno hacia la fuente a través de tierra física, lo cual puede producir voltajes de paso y toque elevados desde el punto de vista de la seguridad de las personas, las sobretensiones en las fases no falladas suelen estar por debajo de los 1.4 pu.
- Multi-aterrizado: Es un sistema con 4 cables donde el neutro es aterrizado en múltiples puntos a lo largo del alimentador (estrella aterrizada), es *utilizado ampliamente en EEUU y buena parte de El Salvador*, puede alimentar tanto cargas trifásicas como cargas monofásicas, las corrientes de falla nuevamente pueden ser grandes y regresan hacia la fuente principalmente por medio del conductor neutro, limitando así los voltajes de toque y paso, además las fallas a tierra tienen poco impacto en la sobretensión de las fases no falladas (hasta 1.35 pu), por todos los aspectos expuestos la protección es considerada simple y económica en este tipo de sistemas

3.6.2 Aterrizado por impedancia

- Resistencia
- Reactancia
- Resonante

3.6.3 Aislado

En este caso el neutro no tiene conexión a tierra, puede desplazarse libremente, cuando se presenta una falla la corriente fluye de regreso a la fuente a través de capacitancias a tierra (C) de las fases no falladas, un valor propuesto por IEEE C37.230 para estimar esta corriente de falla es:

$$I_f = 3\omega CV_{fase} \quad (19)$$

Las fallas a tierra en este tipo de sistemas suelen generar sobretensiones del orden de 1.73 pu en las fases no falladas, por lo tanto, el nivel de aislamiento de los alimentadores debe considerar este incremento en la tensión lo cual también incrementa su inversión, aunque cuando las corrientes de tierra aumentan debido a una expansión en el sistema, puede ser mejor idea proporcionar una referencia de tierra con un transformador Z-Z, por ejemplo.

Otra particularidad de estos sistemas es que tienen cierta capacidad de operar con fallas a tierra durante tiempos prolongados y los arcos pueden extinguirse por cuenta propia lo cual incrementa la confiabilidad de un sistema, aunque a costa de la seguridad del personal, además si el efecto capacitivo de un sistema aislado es demasiado alto, pueden presentarse arqueo intermitente que desarrolle oscilaciones de alta frecuencia que produzcan tensiones mucho más grandes que la nominal.

Posteriormente se verá que para una protección de falla a tierra efectiva en sistemas aislados es necesario el uso de relés de sobrecorriente *direccionales* que usan voltaje residual o corriente neutra para polarización y corriente residual del alimentador fallado.

3.7 Esquemas de protección en líneas eléctricas mediante relés (Relaying)

La confiabilidad de la red depende mucho de los esquemas de protección seleccionados. Las selecciones adecuadas de estos esquemas dependerán de muchos factores que se serán expuestos más adelante, teniendo como uno de los factores principales, el conocimiento de la red y la experiencia de los ingenieros de protecciones.

3.7.1 Funcionamiento y definición de los relés

La IEEE define al relé como un dispositivo eléctrico diseñado para responder a señales de entradas en una manera preestablecida, después ante dadas condiciones especificadas, ordena la operación de contactos o cambios similares asociados a un Sistema de control. Las entradas usualmente son cantidades eléctricas, pero también pueden ser mecánicas, térmicas, otras cantidades o combinación de magnitudes (IEEE C37.90). Se define al relé de protección como: un relé cuya su función es detectar efectivamente líneas o aparatos en condiciones anormales e iniciar una acción apropiada del circuito de control (IEEE100).

Una representación lógica de cualquier relé se muestra en la figura 57 los componentes pueden ser electromecánicos, electrónicos, programables o combinaciones. Los diseños específicos y propiedades varían con los requerimientos de la aplicación, fabricantes y los años en que fueron diseñados. Los relés se iniciaron con los diseños electromecánicos, los análogos fueron introducidos en los años de 1970 y los diseños recientes se basan en diseños implementando microprocesadores.

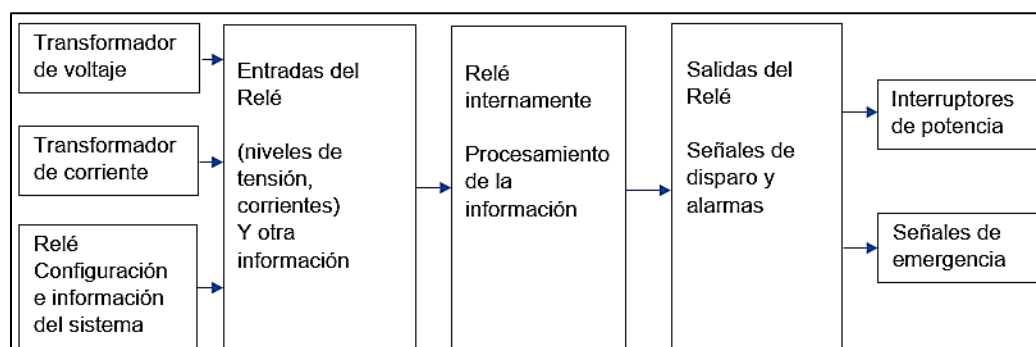


Figura 57. Esquema simplificado de los relés de protección.

Los relés de protección están conectados magnéticamente al sistema de potencia a través de los transformadores de corriente CT y transformadores de potencial PT estos transformadores de instrumentación proveen aislamiento del alto voltaje del sistema de potencia y reducen las magnitudes a valores secundarios prácticos para los relés.

3.7.2 Funciones de los relés de protección

La función de las protecciones en los sistemas de potencia es desconectar cualquier elemento del sistema de potencia cuando presenta cortocircuitos o cuando se inicia operaciones anormales, que podría causar o interferir con la correcta operación del resto del sistema. Los relés son incluidos en el sistema de protección cuando se emplean interruptores de potencia. Los interruptores de potencia son los encargados de desconectar los elementos que se encuentren en estado de fallas, pero el dispositivo encargado de determinar cuándo se deben tomar acciones es el relé, una forma de simplificación para la operación conjunta interruptor-relé, el relé es el cerebro mientras el interruptor es el musculo.

La principal función es del relé en conjunto con los interruptores es el de minimizar los efectos de los cortocircuitos u operaciones anormales, reduciendo la duración de las interrupciones y daños a equipos y personas. Se tiene una segunda función que es la de proveer alarmas e información del tipo de falla.

Para que los relés cumplan su función se deben tener en consideración las siguientes cualidades.

- Selectividad
- Velocidad
- Sensibilidad
- Confiabilidad
- Simplicidad
- Economía

Selectividad: Es la máxima continuidad del servicio con el mínimo porción del sistema desconectada, la habilidad del sistema de protección para de contribuir con los demás relevadores o protecciones del sistema para minimizar las áreas sin servicios debido a las fallas. La coordinación hace referencia al proceso en aplicación de relevadores y equipos de protección en la cual las protecciones primarias deben actuar en el menor tiempo posible mientras que debe existir margen de tiempo en protecciones secundarias. La selectividad y coordinación debe lograrse mutuamente en la mayoría de los casos para poder asegurar la continuidad del servicio de energía eléctrica

Velocidad: Es el mínimo de duración de falla y por consiguiente mínimo daño a los equipos e inestabilidad del sistema. En algunas aplicaciones la velocidad para aislar las zonas falladas es algo complicado donde se involucra la selectividad, la rápida operación se puede obtener usando sistemas de protección más complejos y costosos. Un relé de alta velocidad es aquel que opera en menos de 50 ms (3 ciclos). En términos prácticos alta velocidad e instantáneo son usados para referirse a equipos que operan en menos de 50 ms (3 ciclos). Los interruptores modernos operan en el rango de los 17-50 ms, el tiempo total de despeje (relé más interruptor tiene valores típicos de 35-130 ms (2-8 ciclos).

Sensibilidad: Capacidad de distinguir entre la operación normal y los mínimos valores que hacen al sistema encontrarse en condiciones de fallas u operación anormal. Este aspecto es de suma importancia cuando se emplean relevadores electromecánicos mientras que al emplear relevadores de con tecnologías de estado sólido o microcontroladores se ha mejora mucho la sensibilidad. El problema de la sensibilidad representa verdaderos desafíos antes fallas de alta impedancia y otros tipos de fallas que se estudiaran posteriormente.

Confiabilidad: Una de las principales consideraciones en el diseño de esquemas de protección utilizando relevadores es la confiabilidad. La confiabilidad es dividida en dos aspectos: dependabilidad y seguridad. La dependabilidad se define como el grado de certeza que un relevador o sistema de protección operara de manera correcta (habilidad de operar cuando debe de hacerlo). la seguridad se define como el grado de certeza que un relevador no operara incorrectamente (habilidad para evitar la actuación de protecciones en condiciones donde no son necesarias). (IEEE C37.2)

Simplicidad: El sistema de protección debe ser lo más simple posible. Entre más simple es el sistema será mucho mayor en su confiabilidad.

Economía: La evaluación económica de la implementación de un esquema u otro siempre es importante. Se pone en contraste la importancia de los equipos que se van a proteger a si como el aporte a la confiabilidad de la red que el equipo de protección brindara versus los costos iniciales y de mantenimiento que demandara el esquema de protección.

3.7.3 Zonas de protección

En los sistemas de potencia es fundamental dividir un sistema complejo en zonas de protección. Las principales zonas de protección son:

- Generadores
- Transformadores
- Buses
- Líneas

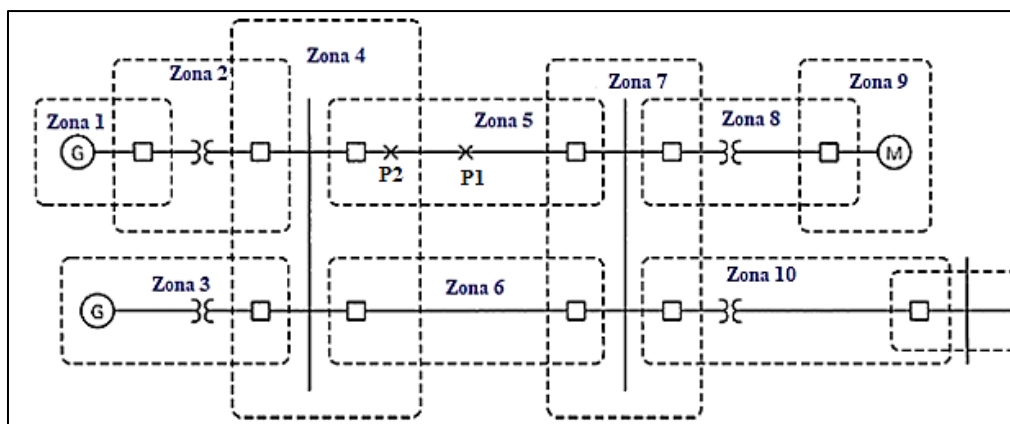


Figura 58. Zonas de protección en los sistemas de potencia

La figura representa las zonas de protección en un sistema de potencia, cada zona de protección está delimitada por las líneas discontinuas en la figura. Por ejemplo, la zona 1 está formado por el generador y el alimentador del transformador ubicado en la zona 2. las zonas de protección tienen las siguientes características:

- Las zonas están traslapadas
- Los interruptores de potencia están ubicados en regiones traslapadas
- Durante fallas en las zonas de protección, todos los interruptores de potencia operan para liberar la falla
- Las fronteras de las zonas de aplicación cuando se aplican relevadores se logran ubicando dos CT para cada interruptor

En la figura 59 se muestra la ubicación de los transformadores de corriente a ambos lados del interruptor, indicando la frontera entre la zona de protección 1 y 2 y quedando el interruptor de potencia en la región traslapada. El traslape entre zonas adyacentes es necesario de lo contrario habría una pequeña parte del sistema que no estaría protegido. Por ejemplo, si una falla P1 ocurre en la zona 5 de la figura 58, todos los interruptores dentro de esa zona deberían operar. De igual manera al ocurrir una falla P2 en la región traslapadas de la zona 4 y 5 todos los interruptores de la zona 4 y 5 deben operar, teniendo la desventaja de aislar una mayor porción del sistema. Se debe procurar que las regiones donde se traslapen diferentes zonas de protección se han lo más pequeñas posibles.

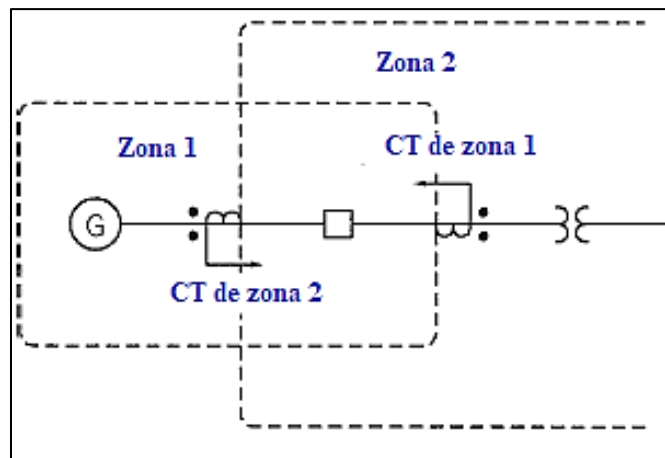


Figura 59. Traslape de zonas de protección

3.7.4 Tipos de relevadores según tecnología de operación

Con relación a su construcción los relés se diseñan de tres formas:

- Electromecánicos
- De Estado Sólido
- Basados en microprocesador (Digitales)

Relés electromecánicos

Los relés con diseño electromecánico están desarrollados con componentes eléctricos, magnéticos y mecánicos. Tienen una bobina de operación y varios contactos NO y NC. Estos son muy robustos pero confiables, sus principios de operación son de atracción e inducción electromagnéticas.

Relés de atracción electromagnética

Contiene bobinas cilíndricas con una estructura magnética externa y un émbolo central. La operación de este tipo de relé no contempla el retardo de tiempo, por lo que son muy comunes verlos en aplicaciones de protección de sobrecorriente instantánea. Con un tiempo de accionamiento usualmente de un ciclo a un ciclo y medio.

Relés de inducción electromagnética

Se utiliza el principio de inducción empleado en los motores de corriente alterna, donde se desarrolla un torque inducido en el rotor. El rotor está construido por un disco metálico. A diferencia del relé de atracción, la curva de operación tiempo corriente es ajustable.

Para entender el torque en un relé de inducción, refirámonos a un arreglo elemental dos flujos Φ_1 y Φ_2 diferentes por el ángulo α inducido la FEM en el disco causa una circulación de corriente i_1 y i_2 , la corriente está atrasada con su respectivo flujo por 90° .

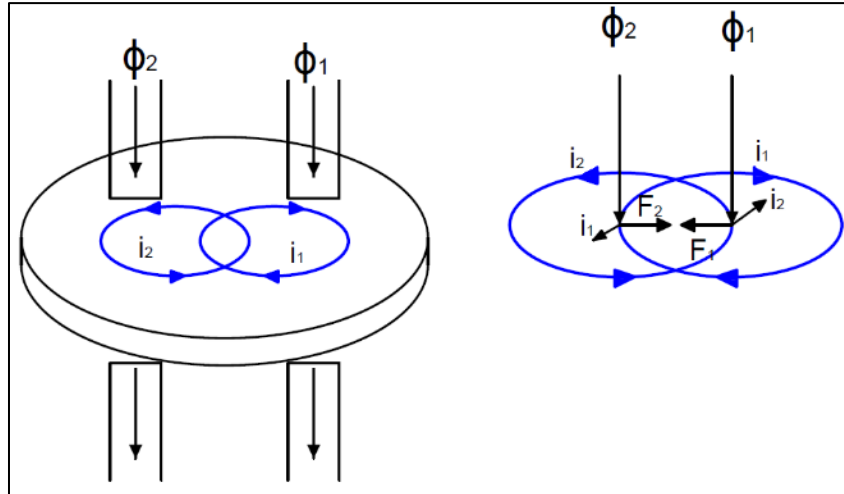


Figura 60. Flujos inducidos en los relés electromecánicos

$$\begin{aligned}\Phi_1 &= \Phi_{1max} \sin(\omega t) \\ \Phi_2 &= \Phi_{2max} \sin(\omega t + \alpha) \\ i_1 &= \frac{d\Phi_1}{dt} = \Phi_{2max} \cos(\omega t) \\ i_2 &= \Phi_{2max} \cos(\omega t + \alpha) \\ F_1 &= \Phi_1 * i_2 \\ F_2 &= \Phi_2 * i_1\end{aligned}$$

$$F = F_2 - F_1 = \Phi_{2max} * \Phi_{1max} * \sin(\alpha) = \Phi_2 * \Phi_1 * \sin(\alpha)$$

Los siguientes puntos se deben de notar en la ecuación anterior:

- Entre más grande el ángulo α entre los flujos mucho mayor sera la fuerza inducida en el disco, la maxima fuerza se da cuando los dos flujos estan desfasados 90 grados entre ellos.
- Se usan tres tipos de estructuras que produzcan el ángulo de desfasamiento del flujo para que induzcan el torque requerido.

Relevador tipo vatímetro

Formado por un disco de aluminio que gira libre entre los electroimanes. El electroimán superior contiene dos bobinados, el primario y secundario, el bobinado primario lleva la corriente del relé I_1 mientras el secundario está conectado al devanado del núcleo inferior. La corriente primaria induce una FEM en el secundario y hace que circule una corriente I_2 . el flujo Φ_2 inducido en el núcleo inferior por la corriente en el bobinado secundario del núcleo superior estará retrasado con respecto a Φ_1 por el ángulo α . los dos flujos Φ_1 y Φ_2 producirán el torque requerido.

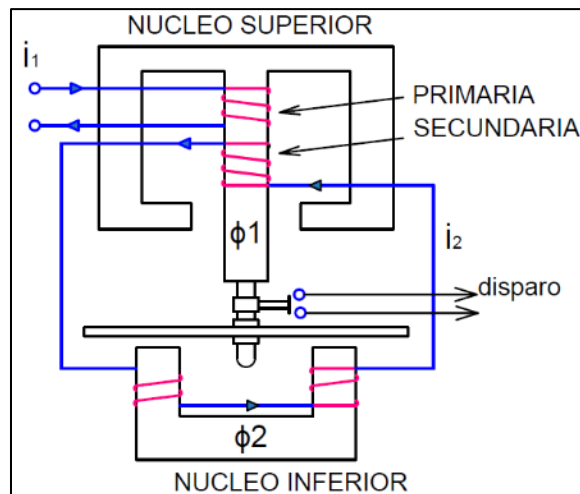


Figura 61. Relé tipo vatímetro

Unidades de cilindro o de copa

El más cercano a un motor de inducción, la unidad tiene un núcleo interno de acero rodeado de un cilindro de aluminio en el centro de un electroimán cuadrado y que rota en un entrehierro anular entre los polos de las bobinas y tiene un núcleo central fijo. La rotación del cilindro se limita a unos pocos grados y un resorte proporciona el torque de restablecimiento. El torque de operación es una función del producto de dos cantidades de operación y del coseno del ángulo entre ellas. Se pueden usar diferentes combinaciones de cantidades de entrada para diferentes aplicaciones como voltajes o corrientes del sistema, o voltajes de Red (circuito).

Las aplicaciones de alta velocidad son sus principales usos, pero esta forma de relevador de inducción puede adaptarse a una gran variedad de funciones. Es más eficiente generando torque que los de tipo disco de inducción de cualquier diseño de medidores de kWh o los de polo sombreado. Este tipo o las estructuras en cilindro pueden tener polos extras, agregados entre ellos como se muestra en la figura 62. Cada polo genera un torque principal en conjunto con sus polos adyacentes.

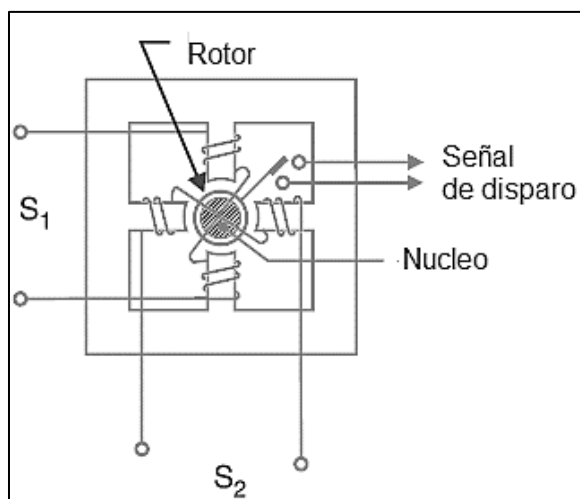


Figura 62. Relé electromecánico de unidad cilíndrica

Relés de estado sólido

Los relés de estado sólido se implementan usando electrónica analógica la cual usan componentes como: diodos, transistores, circuitos integrados y capacitores. Algunos de las ventajas sobre los de relés electromecánicos son:

- El tiempo de reinicio mucho más rápidos
- La curva TCC son controlables
- Se necesita bajo nivel del burden de transformadores de protección
- Se obtiene las mismas funciones a un menor costo
- Capacidad de comunicarse con otros dispositivos

Relés basados en microprocesador (digitales)

Los relés digitales están compuestos por la entrada analógica del sistema, procesador digital, salidas digitales del sistema y una fuente de alimentación independiente. La principal diferencia es el procesamiento de la señal, se convierte la señal analógica de entrada a una señal digital. Son el tipo más utilizado hoy en día debido a las siguientes y aún más ventajas:

- Múltiples funciones de protección
- Monitoreo de las distintas funciones e incluso de autodiagnóstico
- Implementación de funciones más complejas que requieren mayor sensibilidad
- Funciones de medición (metering)
- Habilidad para comunicarse con otros equipos (pear to pear)
- Calibración no requerida e incluso imposible
- Menores costos de instalación y mantenimiento

Una versión muy simplificada de la operación de un relé de este tipo puede resumirse a continuación:

- Inicio
- Realización de autodiagnóstico
- Registro de entradas del TC
- Registro de entradas del TP
- Registro de estado de entradas digitales
- Evaluación del Pickup de sobrecorriente
- Evaluación del Pickup instantáneo
- Conteo
- Activación de salidas
- Regreso al inicio

Por otro lado, vale la pena mencionar algunas de las desventajas, despreciables comparadas con las ventajas que ofrecen.

- Corto periodo de vida útil
- Susceptible a transitorios
- En sistemas complejos se necesita mucho mayor entrenamiento del personal para configurarlos y probarlos

3.7.5 Relé de sobrecorriente no direccional (50, 51, 50N, 51N)

El tipo de relé más básico (una variable de medición), que opera cuando su corriente excede un valor predeterminado.

Estos pueden ser de *corriente definida* cuando su operación es instantánea a partir de un valor establecido de corriente. Si se considera que la corriente de falla en un sistema disminuye a medida que se aleja de la fuente algunas zonas de protección podrían coordinarse teniendo como criterio la corriente, sin embargo, su coordinación con relés adyacentes o niveles de falla muy cercanos se vuelve prácticamente imposible, además su selectividad se ve limitada con valores de falla muy elevados, por ello este tipo de protección suele utilizarse en conjunto con algún otro tipo.

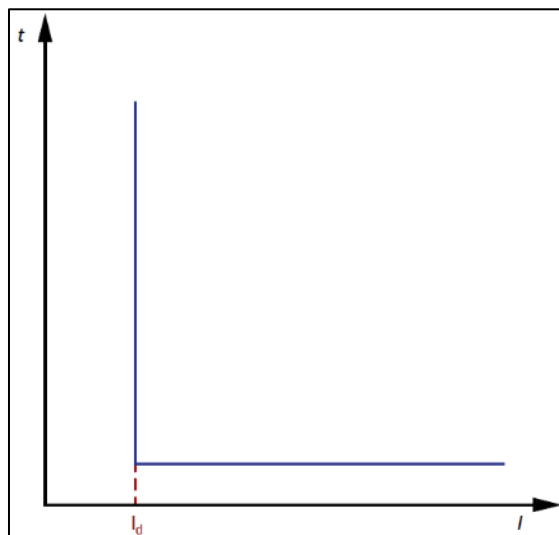


Figura 63. Característica de relé de corriente definida

También pueden ser *instantáneos*, es decir sin un tiempo de retraso intencional adicional a un tiempo en el orden de las decenas de milisegundos, o bien pueden ser *temporizados*, es decir su operación es posterior a cuando la falla ha sido detectada, dentro de estos temporizados se tienen los de tiempo *definido* y tiempo *inverso*.

En el caso de los relés de tiempo definido (ver figura 64) estos pueden ser útiles en casos donde las corrientes de falla oscilen de manera apreciable de acuerdo con las condiciones de la red, o bien ser utilizado en conjunto con un relé de tiempo inverso con la finalidad de proporcionar mayor rapidez frente a corrientes altas, ya que por sí solos podría darse el caso de que con corrientes altas operen en un tiempo muy alto desde el punto de vista de la seguridad.

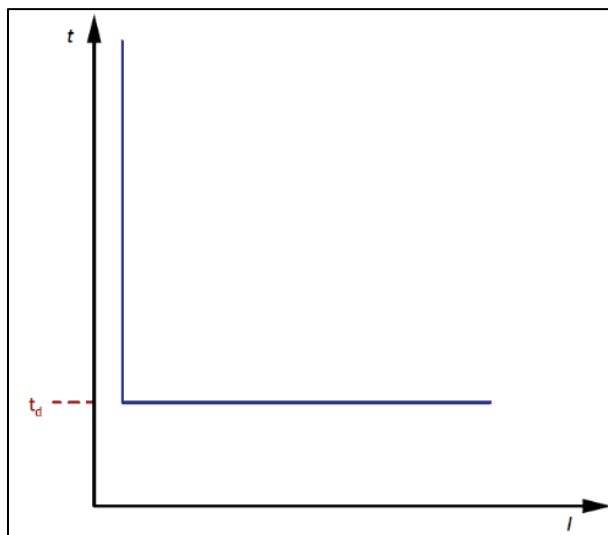


Figura 64. Característica de relé de tiempo definido

Los relés de tiempo inverso siguen la lógica: a mayor corriente menor tiempo de operación esto lo podemos apreciar en curvas tales como:

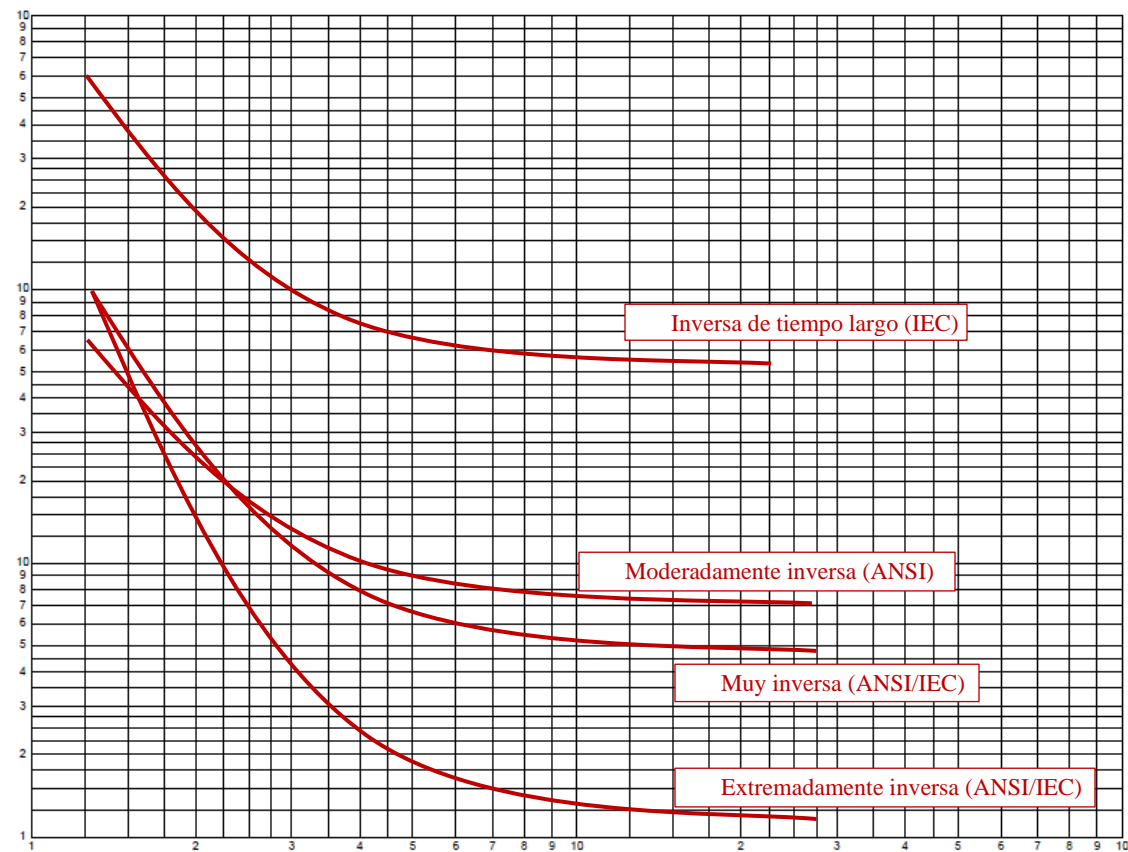


Figura 65. Variantes de curvas de tiempo inverso seleccionables y ajustables en relés digitales

Dado que hay varias formas de curvas la elección de esta tendrá como base la aplicación, por ejemplo, las características muy inversa y extremadamente inversas suelen utilizarse en la protección de sistemas de distribución dada la naturaleza de reducción de la corriente de falla con la distancia a la fuente, se coordinan con facilidad con fusibles e incluso recloser, además de proveer capacidad ante corrientes de pick up. Por otro lado, las curvas moderadamente inversas son utilizadas comúnmente en lugares donde la corriente de falla depende principalmente de las condiciones temporales de generación.

Sin embargo (Anderson, 1999) recopila un conjunto de aplicaciones para las diversas formas de las curvas de tiempo corriente en los sistemas de potencia, tal como se puede apreciar en la siguiente tabla.

TCC	Área de aplicación	Características únicas de aplicación
Tiempo definido	Líneas de subtransmisión. Alimentadores de distribución.	Usar si la impedancia de la fuente es susceptible a grandes variaciones y depende selectivamente del tiempo del relé.
Moderadamente inversa	Líneas de subtransmisión. Alimentadores de distribución.	Usar si la impedancia de la fuente es susceptible a variaciones moderadas y para protección de líneas paralelas.
Inversa de tiempo corto	Protección diferencial Buses y transformadores	Usar para protección diferencial de transformadores y buses donde no se utilizan devanadas de restricción.
Inversa modificada	Líneas de subtransmisión Alimentadores de distribución	Usar como protección de fase y tierra donde se necesita un amplio rango de características para asegurar protección selectiva con relés direccionales, reclosers de línea y seccionalizadores.
Inversa	Líneas de subtransmisión Alimentadores de distribución	
Muy inversa modificada	Líneas de subtransmisión Alimentadores de distribución	Donde la impedancia de la fuente es prácticamente constante puede aprovecharse en gran medida para reducir los tiempos de disparo.
Muy inversa	Líneas de subtransmisión Alimentadores de distribución	Excelente característica para relés de sobrecorriente de tierra en líneas de transmisión.
Extremadamente inversa	Líneas de subtransmisión Alimentadores de distribución	Usar en alimentadores de distribución donde los relés deben coordinar con fusibles primarios y de circuitos o en alimentadores con carga inicial alta seguida de apagones prolongados

Tabla 25. Aplicación de TCC con relés de sobrecorriente (Adaptado de: Power System Protection, 1999)

En general un relé de sobrecorriente tiene los siguientes parámetros de ajuste:

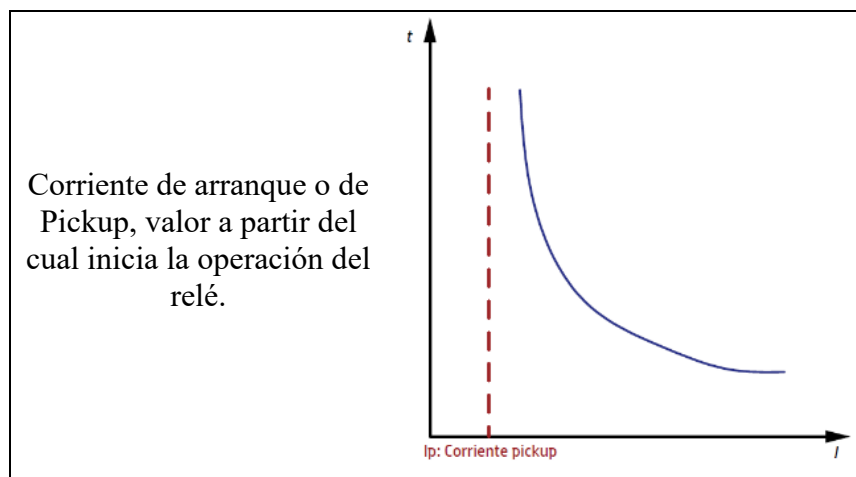


Figura 66. Corriente de arranque

En relés de mayor antigüedad se refería a este parámetro como TAP donde indicaba valores discretos de corriente, sin embargo, en relés más recientes la tendencia es utilizar pasos de 0.01 entre aproximadamente 0.4 a 4 veces la corriente nominal.

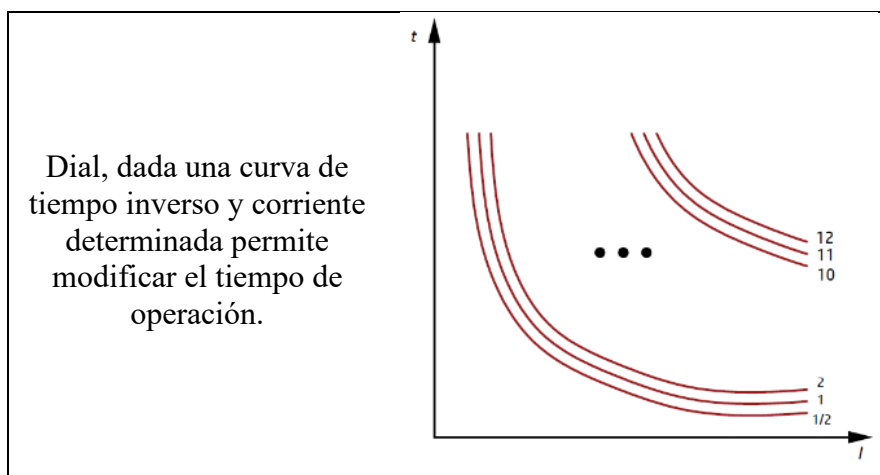


Figura 67. Dial

En relés de mayor antigüedad estos ajustes venían **nombrados** con números tales como (1/2, 1, 2, ...,10,11,12) y en la actualidad pueden encontrarse con pasos lo suficientemente cercanos entre sí (0.05 segundos) para considerarse de naturaleza continua.

En resumen, el ajuste del TAP (corriente de arranque) desplaza horizontalmente la curva y el DIAL lo hace verticalmente.

3.7.6 Criterios de protección contra sobrecorriente

Para proteger un sistema de transmisión o distribución contra sobrecorriente se utilizan básicamente 3 tipos de relé.

Relés de sobrecorriente de fase: Responden de acuerdo con el valor de corriente de línea, operan a partir de un valor ajustable conocido como corriente de arranque o “Pickup” que suele especificarse en múltiplos de la corriente nominal. Para configurar este Pickup es necesario conocer la corriente de carga pico, las características de carga en frío (Cold load), corrientes de magnetización (Inrush). La norma IEEE C37.230 recomienda ajustar el Pickup con un valor entre **1.5 y 3.0** veces la corriente de carga máxima esperada en el alimentador protegido.

Relés de sobrecorriente de tierra: Son muy similares a los relés de fase, pero están dotados de mayor sensibilidad, en estos dispositivos el valor de Pickup seleccionado debe tener en consideración la corriente de secuencia cero de desbalance esperada en alimentador, incluso aunque las fases se encuentren balanceadas en condiciones normales, de manera que el ajuste de Pickup en estos relés suele ajustarse entre un 25% a 50% del ajuste de Pickup de fase.

Relés de sobrecorriente de secuencia negativa: Se ajustan siempre a un valor por debajo de la corriente de carga, considerando la corriente de desbalance, inrush, arranque de carga en frío, típicamente usados para la detección de fallas entre fases, pérdidas de fase, fusibles disparados, etc.

Ajuste de TAP en relés electromecánicos

Tanto para relés electromecánicos de sobrecorriente de tiempo definido como de tiempo inverso, el DIAL representa el retraso de tiempo antes que haya disparo debido a un valor mayor a la corriente de ajuste (TAP), un valor más pequeño de este por tanto llevaría a tiempos de operación más cortos, una metodología sencilla a la hora de configurar un relé electromecánico de sobrecorriente se describe a continuación:

Una vez conocida o seleccionada la relación del TC, se procede a ajustar el TAP de fase para que opere de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$TAP = \frac{FS \times I_{nom}}{\text{Relación del TC}} \quad (20)$$

Donde:

FS = Factor de sobrecarga y seguridad (1.5 a 2.0 dependiendo de las condiciones de carga)

Inom = corriente nominal del circuito

Por su parte el TAP de tierra viene dado por:

$$TAP_{tierra} = \frac{0.2 \times I_{nom}}{\text{Relación del TC}} \quad (21)$$

Donde se considera típicamente un desbalance máximo de 20% (Hasta 30% en líneas de distribución rural y 10% en líneas de transmisión)

La misma ecuación puede aplicarse para el TAP instantáneo partiendo de una *corriente de disparo determinada*.

Como un criterio podría calcularse las corrientes de falla máxima en la ubicación del relé para la unidad instantánea, y en el extremo del alimentador para la unidad de sobrecorriente de tiempo

inverso considerando en este último caso una falla de alta impedancia de aproximadamente 40Ω (Ramírez Castaño, 2003).

Como nota final de este apartado la TCC del relé debe ajustarse a modo de encontrarse a la izquierda de la curva de daño del conductor protegido.

3.7.7 Coordinación entre Relé y Fusible (No direccional)

Dos posibles enfoques a la hora de coordinar relés y fusibles son los siguientes:

Fusibles del lado de la fuente

Se busca principalmente que el relé (junto con el breaker) realice completamente su secuencia de operación sin provocar daño o derretimiento del fusible.

Una forma práctica, aunque no del todo precisa es utilizar un margen de 50% del tiempo mínimo de fusión en la curva de tiempo inverso del relé, en algunos casos puede reducirse a hasta un valor fijo de 0.3 segundos.

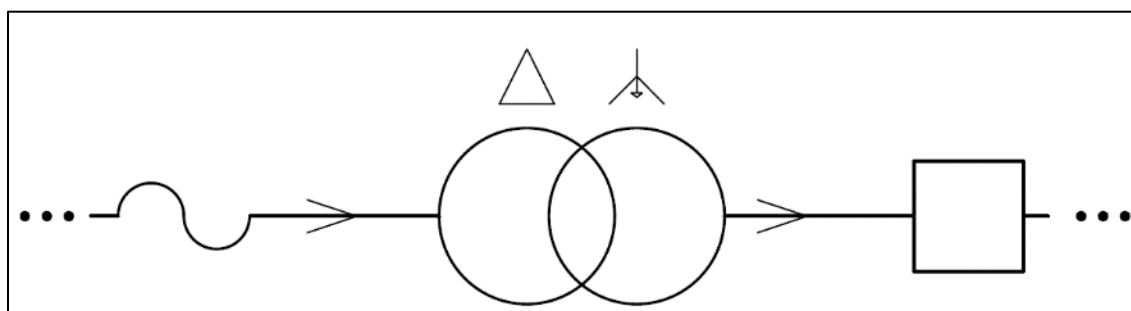


Figura 68. Esquema de coordinación Fusible-Relé

Una aplicación práctica de este esquema se muestra en la figura, donde se tiene al fusible como protección primaria de un transformador en una subestación. En este caso habrá que considerar la conexión de este y en caso de ser delta-estrella o estrella-delta (no simétricas) se aplicará un factor de corrección para reflejar la TCC del fusible al nivel secundario en función del tipo de falla y relación de transformación ($R = VLP/VLS$):

Tipo de falla	Factor multiplicador
3LG	R
2L	0.87 R
1LG	1.73 R

Tabla 26. Fuente: Cooper power systems

Ejemplo

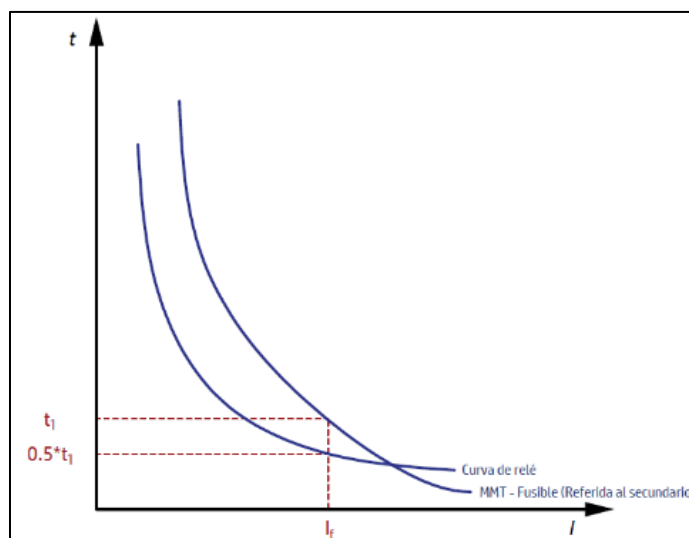


Figura 69. Ejemplo de coordinación Fusible-Relé

En la figura puede apreciarse la corriente máxima (I_f) que puede coordinarse siguiendo el margen de 50% del tiempo mínimo de fusión. Si se tratase de un fusible en el lado primario de un transformador su MMT deberá desplazarse sobre el eje de corriente de acuerdo con el factor multiplicador de $0.87R$ ya que este tendrá la coordinación más estrecha.

Fusibles del lado de la carga

En este caso suele ser práctica que la curva de despeje máximo del fusible sea más rápida que la curva del relé a modo que el fusible opere antes que el breaker complete su secuencia, un valor típico podría ser 0.2 a 0.3 segundos de diferencia, tal como se aprecia en la figura.

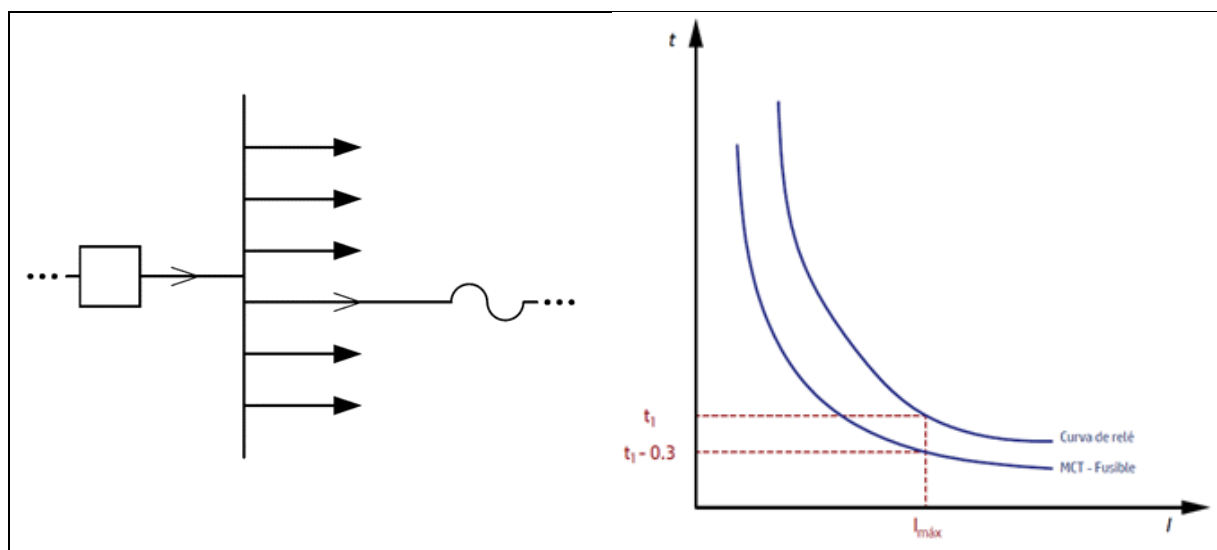


Figura 70. Esquema de coordinación Relé-Fusible

3.7.8 Ecuación característica de tiempo inverso en relés de sobrecorriente

Los relés electromecánicos han sido utilizados en la industria de los sistemas de potencia durante décadas, sin embargo, pese a su bajo costo las tecnologías desarrolladas han ido sustituyendo este tipo de relés, a la fecha de este trabajo es más común encontrarse con relés microprocesados en la protección de sistemas de potencia, sin embargo, estos han tomado como base a los relés electromecánicos, razón por la cual se describirá un modelo matemático de operación.

Los relés de inducción pueden rotar su disco debido a corrientes Eddy fluyendo en él, el tiempo requerido para disparar un contacto dependerán de un ángulo de rotación, el cual puede ser ajustado por el DIAL.

El disco de inducción puede ser analizado al sumar los torques que actúan en él:

- T_t : La corriente que fluye en los polos desarrolla un flujo que crea corrientes Eddy en el disco, estas a su vez interactúan con el flujo para producir finalmente un torque, en resumen, este torque es proporcional al cuadrado de la corriente.
- T_s : Un resorte del relé crea un torque que se opone al movimiento (torque de retraso constante)
- T_d : Finalmente un torque de amortiguación es producido, cuyo valor es proporcional a la velocidad angular del disco

Teniendo eso presente:

$$T_t - T_s - T_d = 0 \quad (22)$$

$$K_Q I^2 - T_s - K_d \omega = 0 \quad (23)$$

Para encontrar el valor de K_Q , se considera que cuando el disco está en reposo su velocidad angular es cero, entonces al incrementar el valor de corriente hasta un valor crítico " I_p " (Pickup) cuando el disco comienza a rotar, la ecuación se convierte en:

$$\begin{aligned} K_Q I_p^2 - T_s &= 0 \\ K_Q &= \frac{T_s}{I_p^2} \end{aligned} \quad (24)$$

Sustituyendo 33 en 32 y considerando ω constante:

$$\frac{T_s}{I_p^2} I^2 - T_s = K_d \omega = K_d \frac{\theta}{t} \quad (25)$$

$$T_s \left(\frac{I^2}{I_p^2} - 1 \right) = K_d \frac{\theta}{t} \quad (26)$$

Despejando t y reemplazando I/I_p por M :

$$\begin{aligned} t &= \frac{K_d \theta}{T_s (M^2 - 1)} \\ t &= \frac{A}{(M^2 - 1)} \end{aligned} \quad (27)$$

Donde se ha resumido a una constante de tiempo " A " que suele ser un parámetro de diseño del relé que dependerá de la forma de la TCC. Adicionalmente si se toma en cuenta la saturación del

circuito magnético dado que a corrientes muy altas el tiempo de disparo tiende a un valor límite “B”, y que mediante diseño se puede tener un exponente diferente para M entonces el tiempo de disparo puede resumir mediante la ecuación:

$$t = \frac{A}{(M^p - 1)} + B \quad (28)$$

Esta ecuación ha permitido modelar relés basados en microprocesador con comportamiento similar a los relés electromecánicos.

La norma IEEE Std C37.112 proporciona este tipo de representación analítica de las formas típicas de las curvas características para facilitar la implementación a relés de tipo microprocesador y promover un grado de estandarización en la forma inversa de una curva seleccionada.

Adicional a esto se define una curva característica de reset, que define el tiempo requerido para que la integral de la función de la corriente $F(I)$ llegue a cero para valores por debajo de la corriente de "arranque".

$$t = \frac{t_r}{(M^p - 1)} \quad (29)$$

Los valores de las constantes de las ecuaciones anteriores están dados en la siguiente tabla:

Norma	Característica	A	B	p	tr
ANSI	Moderadamente inversa	0.0515	0.1140	0.02	4.85
ANSI	Muy inversa	19.610	0.4910	2.00	21.6
ANSI	Extremadamente inversa	28.200	0.1217	2.00	29.1
IEC	Normalmente inversa	0.14	0.0000	0.02	0.14
IEC	Muy inversa	13.5	0.0000	1.00	13.5
IEC	Inversa de tiempo largo	120	0.0000	1.00	120
IEC	Extremadamente inversa	80.0	0.0000	2.00	80

Tabla 27. Constantes y exponentes de ecuación estándar, Adaptado de: IEEE C37.112

3.7.9 Relés de sobrecorriente direccional (67)

Por definición de IEEE, un relé de sobrecorriente direccional es un dispositivo que funciona a un valor deseable de sobrecorriente AC en una predeterminada dirección.

Es utilizado para brindar sensibilidad de disparo ante corriente de fallas en una dirección y no disparar en la dirección contraria o dirección de operación normal del sistema.

Las aplicaciones del relé direccional son:

- Protecciones de líneas de distribución en sistemas no radiales
- Alta velocidad de sensibilidad para fallas a tierras de transformadores y generadores
- Aplicaciones requeridas por el artículo 450 del NEC, donde transformadores son aplicados en paralelo, con el bus secundario conectado con un interruptor de transferencia
- Protección de líneas paralelas en niveles de transmisión

La necesidad de usar esta protección se refleja en el diagrama de la figura 71. Se alimenta un bus por medio de dos fuentes distintas a través de dos CB y un transformador para cada línea, la circulación de corriente cuando ocurre una falla en el punto F es el indicado en la figura, la corriente de falla I_{F1} fluye desde la fuente número 1 hacia F y I_{F2} desde la fuente número 2 hacia F pasando

por los CB número 2, 3 y 4. Usando relés de sobrecorriente normales, CB 3 debería operar si la corriente de falla excede la corriente de pickup asociada a su relé.

Por lo tanto, los relés asociados a los CB 2 y 3 deberían ser relés direccionales, los cuales deberían operar cuando la corriente fluya en la dirección indica en la figura 71, con ello en relé 2 se activará mientras que el relé 3 estará desactivado. esto causara que el CB 2 abra sus contactos y la corriente de falla I_F se interrumpa. el relé de sobrecorriente del CB 1 se activará e interrumpirá la falla.

El tiempo de retardo del relé direccional debe ser menor que el relé convencional.

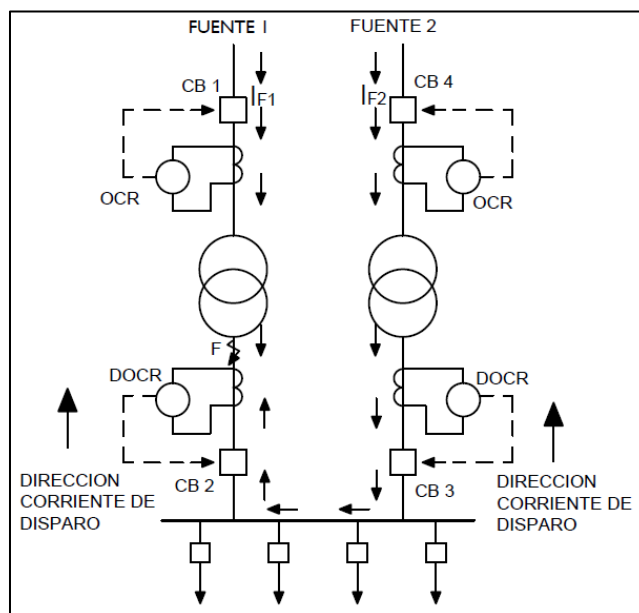


Figura 71. Uso de relés direccionales

Dirección de corriente de fallas

Es necesario en este punto recordar el sentido de flujo de potencia en un sistema de corriente alterna, el circuito mostrado en la figura indica cuando potencia fluye en sentido hacia delante (Forward) y sentido hacia atrás (Reverse).

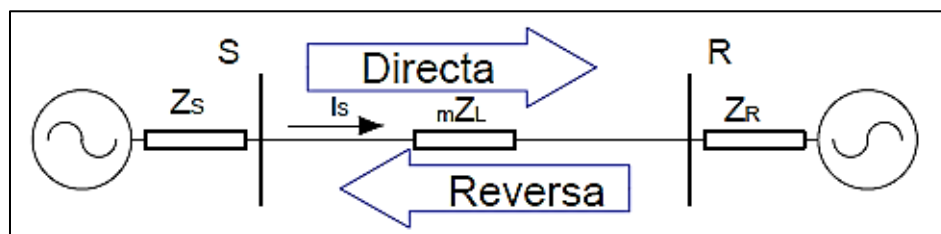


Figura 72. Dirección de Potencia AC

Expresado fasorialmente el sentido de la corriente con relación al voltaje de referencia, se determina entonces que la potencia activa vista por el relé direccional es positiva cuando:

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta \leq \frac{\pi}{2} (\cos \theta \geq 0)$$

Y negativa cuando:

$$\frac{\pi}{2} \leq \theta \leq \frac{3\pi}{2} (\cos \theta \leq 0)$$

Pero teniendo en cuenta que las cargas son de naturaleza inductiva, la región se reduce un ángulo de 90 grados. Se tiene, que la potencia es positiva cuando:

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta \leq 0 (\cos \theta \geq 0)$$

Y negativa cuando:

$$\pi \leq \theta \leq \frac{3\pi}{2} (\cos \theta \leq 0). \text{ Ver figura.}$$

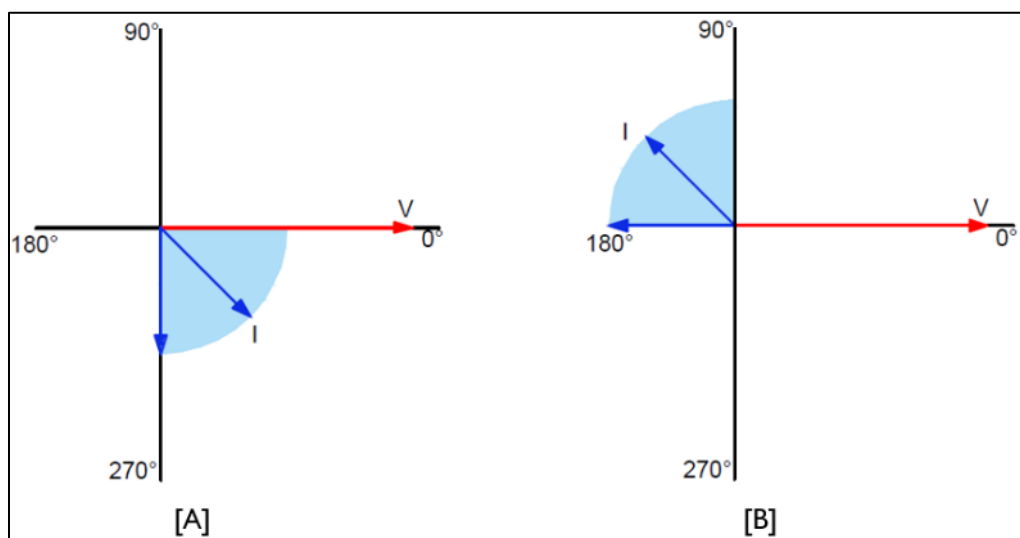


Figura 73. [A] Fasores de I y V para cargas de inductivas, potencia en sentido positivo, [B] potencia en sentido negativo

Para poder comprender como se determina la dirección de disparo, es apropiado conocer el rango del ángulo de corriente de falla que podría presentarse para diferentes condiciones de falla. Las condiciones de fallas para la línea A se pueden presentar los siguientes tipos de falla: falla entre las fases A y B, A y C y falla monofásica de A-G. la representación fesorica de la posible condición de fallas para la línea A se muestra en la figura siguiente, en la cual se ha asumido que la corriente será de naturaleza inductiva.

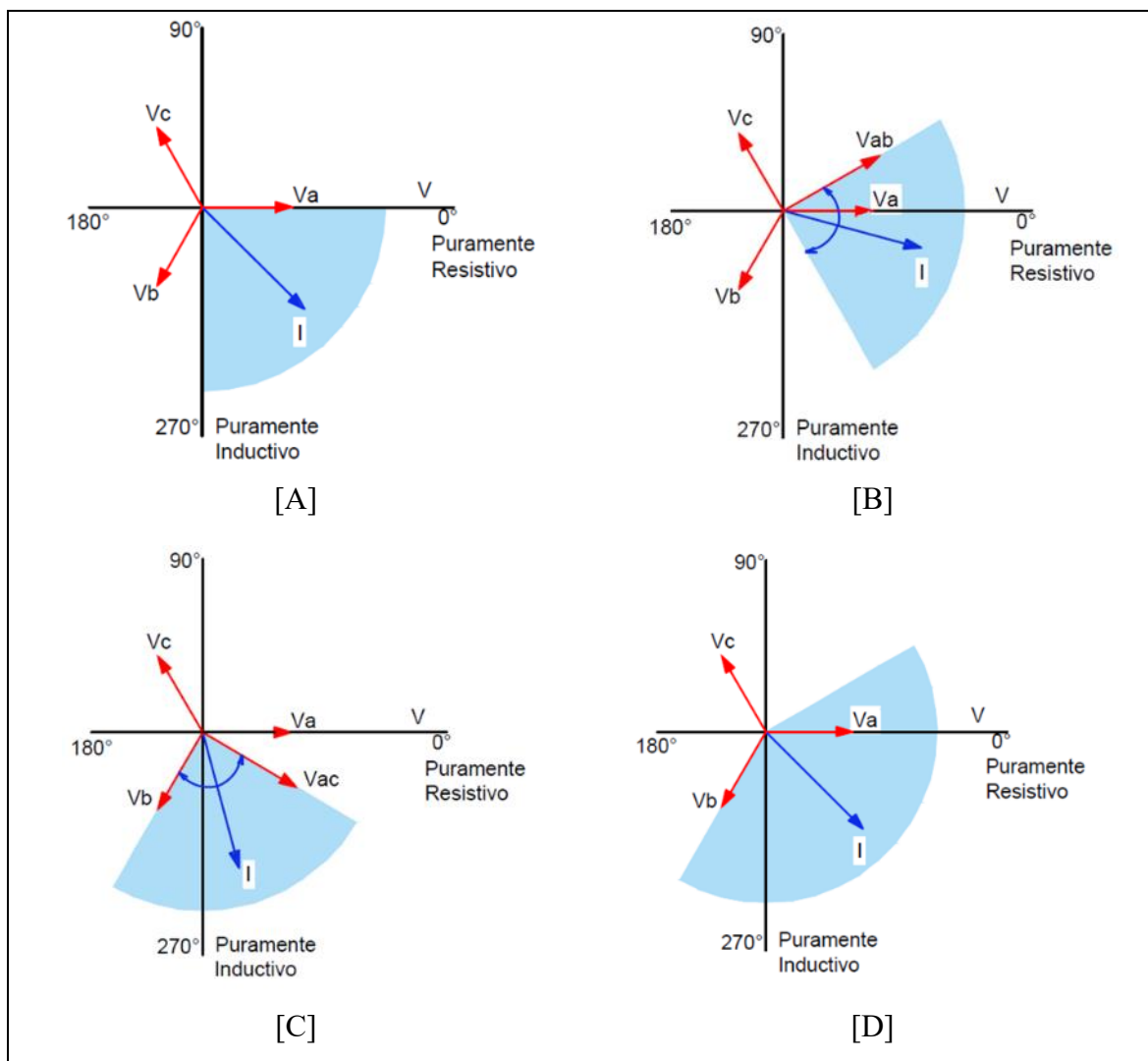


Figura 74. Localización de I de falla LG en fase a, [B] falla 2L fases a-b, [C] falla 2L fases a-c, [D] superposición de regiones

Principio de operación

El relé direccional de sobrecorriente consiste en una función de sobrecorriente y una función direccional, la operación de sobrecorriente es controlada por la función direccional, por lo que el elemento direccional debe primero determinar la dirección de la corriente, si la corriente fluye con dirección igual al sentido de disparo, el elemento direccional habilita la unidad de sobrecorriente y esta ópera si excede el valor de corriente de arranque configurado. Si la corriente es en sentido contrario la unidad direccional bloquea la unidad de sobrecorriente.

El estudio de los relés de sobrecorriente direccional se inició empleando los diseños electromecánicos. formado por un disco electromecánico de inducción y un elemento instantáneo de sobrecorriente direccional. De la ecuación de *torque* se expresa ahora en términos del voltaje y corriente

$$T = kV_{REF}I \sin(\delta - \varphi) \quad (30)$$

k = constante electromecánica

δ = ángulo de la corriente

φ = ángulo del voltaje

V_{REF} = Voltaje de referencia

I = corriente de entrada

Métodos de polarización

Para determinar la dirección de la corriente es necesario tener una señal de polarización, esta puede ser una señal de corriente, señal de tensión o ambas, en la mayoría de las aplicaciones se utiliza una señal de polarización de tensión que es obtenidas por los PT. Ver figura 75. El desfase entre la tensión y la corriente de cortocircuito se debe determinar para detectar la dirección de la corriente.

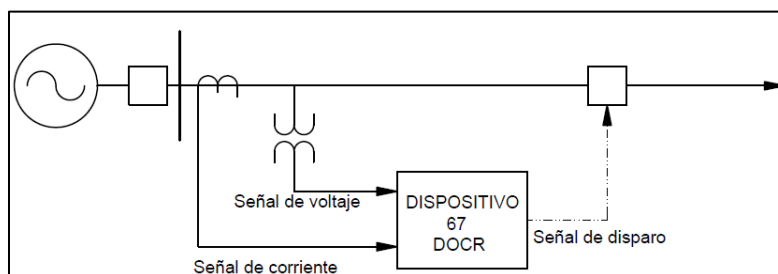


Figura 75. Señales de polarización y disparo del relé

Polarización en cuadratura (polarización en cruz)

La selección del voltaje de referencia para fallas L-G en los relevadores electromecánicos debe garantizar que no se reduzca su magnitud drásticamente, se sabe que para una falla a tierra la tensión en la línea fallada puede llegar a valores cercanos a cero voltios lo que vuelve impráctico utilizar el voltaje de la línea fallada. El ángulo de corriente θ a factor de potencia unitario se utiliza para determinar el voltaje de polarización. Si se está protegiendo la fase A, el voltaje de polarización empleado será el VBC el cual es perpendicular al fasor de corriente I_A . de la misma manera se seleccionan los voltajes de referencia para las fases B y C. los relés digitales (relés numéricos) usan el voltaje L-G de la misma corriente de fase que se está comparando, debido a que el valor del voltaje de pre-falla puede ser guardado en la memoria ROM del dispositivo.

La polarización en cruz se conocía como una conexión de 90 grados que indica el desfase entre el voltaje de referencia y la corriente de operación del relé. Los relés de sobrecorriente direccional se debe diseñar para que puedan operar ante cualquier tipo de falla. Por eso se define un área y un ángulo de desplazamiento. El ángulo de desplazamiento se le conoce como ángulo característico este mismo ángulo es conocido como ángulo de máximo torque cuando se emplean relés electromecánicos.

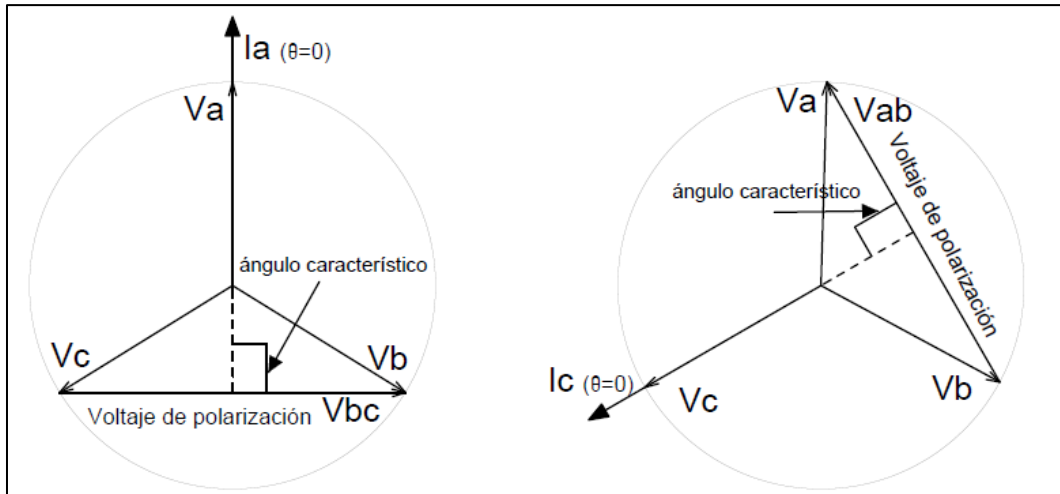


Figura 76. Polarización en cruz para protección de las fases a y c

La zona de protección es la mitad del plano definida por un ángulo característico ψ . Este ángulo está comprendido entre el fasor del voltaje de referencia y una línea perpendicular a la línea de frontera de zona de disparo. La línea perpendicular es llamada línea de torque máximo que representa el vector descrito por la ecuación de torque. El ángulo ψ se le asignan valores usuales de $30^\circ, 45^\circ$ o 60° .

la corriente de línea I_A de la figura 88A está en la zona de disparo cuando

$$\theta' - \frac{\pi}{2} \leq \psi \leq \theta' + \frac{\pi}{2}$$

Mientras que está en la zona de no disparo cuando

$$\theta' + \frac{\pi}{2} \leq \psi_1 \leq \theta' + \frac{3\pi}{2}$$

De igual manera para una corriente de línea I_C se encuentre en la zona de disparo cuando

$$\theta' - \frac{\pi}{2} \leq \psi_3 \leq \theta' + \frac{\pi}{2}$$

Mientras que se encuentre en la zona de no disparo cuando

$$\theta' + \frac{\pi}{2} \leq \psi_1 \leq \theta' + \frac{3\pi}{2}.$$

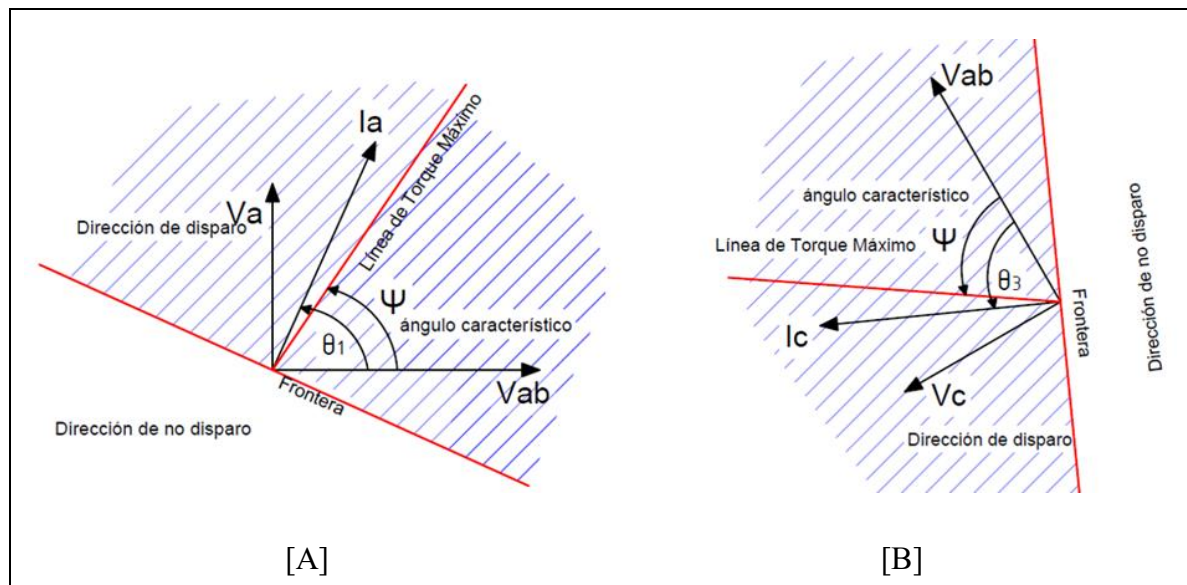


Figura 77. Región de disparo en relés direccionales, [A] fase a, [B] fase c

Un relé de sobrecorriente direccional puede monitorear corriente de línea en dos fases, en la cual es medida dos corrientes y dos voltajes. esto permite la detección de cualquiera falla línea-línea. También puede monitorear las tres fases, midiéndose tres corrientes y tres voltajes. la figura 78 muestra una conexión trifásica de los PT empleando tres unidades individuales y un CT para cada fase que inyectan las señales de entradas del relé direccional. La fase A de la unidad direccional recibe I_A y el voltaje de referencia V_{BC} . la fase B de la unidad direccional recibe I_B con el voltaje de referencia V_{CA} por último la fase C recibe I_C con el voltaje de referencia V_{AB}

La dirección de la corriente de disparo es definida por las polaridades de los transformadores de protección. En las protecciones direccionales se hace de mucha importancia las marcas de polaridad de los CT y PT, esta polaridad está representada en la figura 78 con una "X". Los TC de la figura están conectados de tal manera que la dirección de las corrientes secundarias I_a, I_b, I_c que llegan a relé coincidan con la dirección de disparo. Las corrientes secundarias del circuito fluyen de la terminal con marca de polaridad hacia la terminal no marcada. las conexiones empleadas para los PT este esquema y las que se emplean en general son:

- Estrella-estrella, como la mostrada en la figura 77
- Delta abierta, usada solo para fallas LL

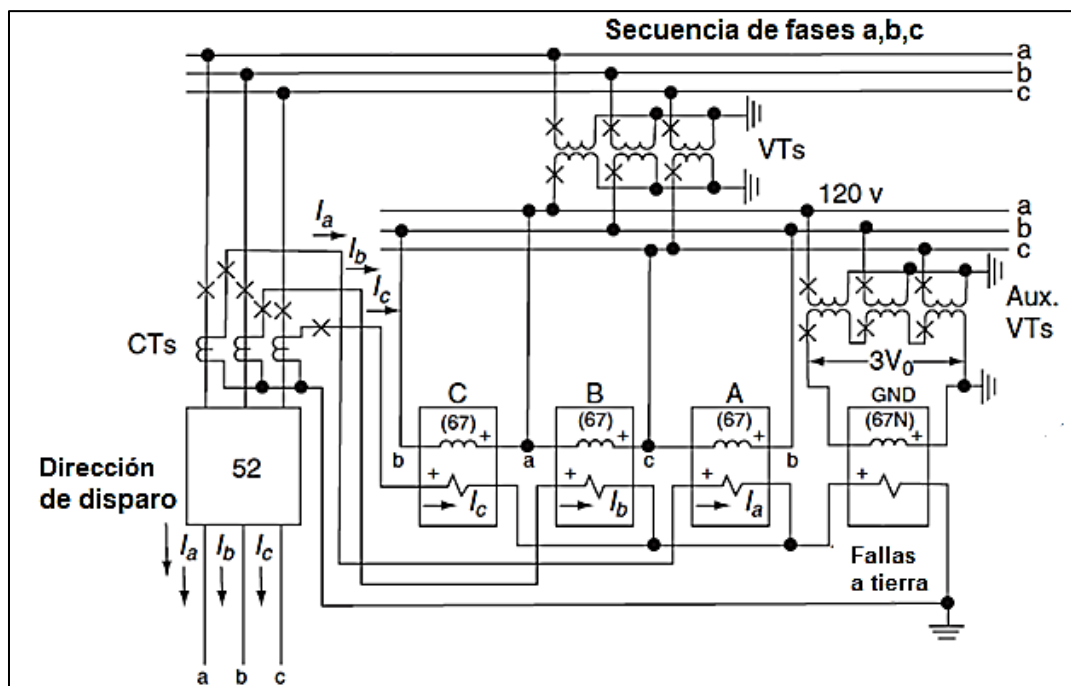


Figura 78. Conexión de los transformadores de protección en dirección positiva

Polarización en relés modernos

Como se describió anteriormente para los relés electromecánicos se emplea la polarización con conexión de 90 grados. Con los relés modernos se pueden aplicar voltaje de polarización direccional (32P) para fallas trifásicas. El elemento 32P compara el ángulo de impedancia de secuencia positiva \bar{Z}_1 con dos límites. la ecuación muestra que este elemento una falla en directa cuando el ángulo de \bar{Z}_1 esta dentro de su rango y declara fallas en reversa cuando el ángulo de \bar{Z}_1 esta fuera de la región.

$$(-90^\circ + ZIANG) < Arg[\bar{Z}_1] < (90^\circ + ZIANG) \quad (31)$$

Una falla hacia adelante para un ángulo característico de 90°

Donde:

$ZIANG$: parámetro del relé que es igual a la impedancia de secuencia positiva de la línea.

El elemento 32P se habilita cuando las tres corrientes de línea a línea son mayores a al corriente de arranque y el elemento 32Q esta inhabilitara

Durante fallas LL y LLG se producen corrientes y voltajes de secuencia negativas. Por lo que se debe aplicar un elemento direccional (32Q) de voltaje de polarización de secuencia negativa que responda a la impedancia de secuencia negativa para detectar este tipo de falla. El elemento 32P en conjunto con el elemento 32Q proveen supervisión direccional para todas las fallas de involucran más de una fase.

Protección de fallas a tierras

Los laboratorios SEL implementa en sus relés una protección de fallas a tierra diseñada por ellos. El elemento de tierra de SEL es aplicable con sistemas efectivamente aterrizados, y de baja

impedancia. En los cuales se incluyen tres elementos: corriente de polarización de secuencia cero (32I), voltaje de polarización de secuencia negativa (32Q) y voltaje de polarización de secuencia cero (32V)

Corriente de polarización de secuencia cero

El elemento 32I con la siguiente ecuación calcula la magnitud de T.

$$T = Re \left[3\bar{I}_0 * \bar{I}_{POL}^* \right] \quad (32)$$

El elemento 32I compara T con los límites de la zona de operación. Cuando T es positivo y esta sobre el límite positivo, el elemento declara que existe una falla a tierra en dirección hacia adelante, cuando T es negativa y está debajo del límite negativo, el elemento declara una falla a tierra en la dirección en reversa. El relé habilita el elemento 32I cuando la corriente \bar{I}_0 es mayor que la corriente de secuencia positiva \bar{I}_1

Polarización de voltaje de secuencia negativa

El elemento 32Q funciona como un elemento direccional de fallas a tierra el cual calcula el escalar Z_2

$$Z_2 = \frac{Re \left[\bar{V}_2 * (\bar{I}_2 * 1\angle ZIANG) \right]}{I_2^2} \quad (33)$$

\bar{V}_2 : voltaje de secuencia negativa

\bar{I}_2 : corriente de secuencia negativa

I_2 : magnitud de corriente de secuencia negativa

$ZIANG$: parámetro del relé que es igual al ángulo de la impedancia de secuencia positiva.

El elemento 32Q compara Z_2 con los límites de zona de operación si el 32Q está por debajo del límite de falla en directa, el elemento 32Q declara una falla en dirección hacia adelante. Si Z_2 esta sobre el límite de falla en reversa el elemento 32Q declara una falla en dirección en reversa. El relé habilita el elemento 32Q cuando la corriente de secuencia negativa \bar{I}_2 es mayor que la corriente de secuencia positiva \bar{I}_1 y mayor que la corriente de secuencia cero \bar{I}_0 . Cuando la segunda condición no se cumple, el relé selecciona el elemento 32V. con esto el relé se asegura de utilizar las magnitudes mayores, que mejorar la seguridad.

Polarización de voltaje de secuencia cero

El elemento 32V funciona como un elemento direccional de fallas a tierra el cual calcula el escalar Z_2

$$Z_0 = \frac{Re \left[3\bar{V}_0 * (3\bar{I}_0 * 1\angle Z0MTA) \right]}{(3I_0)^2} \quad (34)$$

\bar{V}_0 : voltaje de secuencia cero

\bar{I}_0 : corriente de secuencia cero

I_0 : magnitud de corriente de secuencia cero

$Z0MTA$: es el ángulo de máximo torque del elemento 32V

La operación será similar al elemento 32Q

Operación de los elementos 32Q y 32V

En la figura 103 se muestra la red de secuencia negativa para una falla en la terminación remota de la línea protegida con dos fuentes \bar{Z}_{2S} y \bar{Z}_{2R} son las impedancias de secuencia negativa de las fuentes \bar{Z}_{2L} es la impedancia de secuencia negativa de la línea protegida.

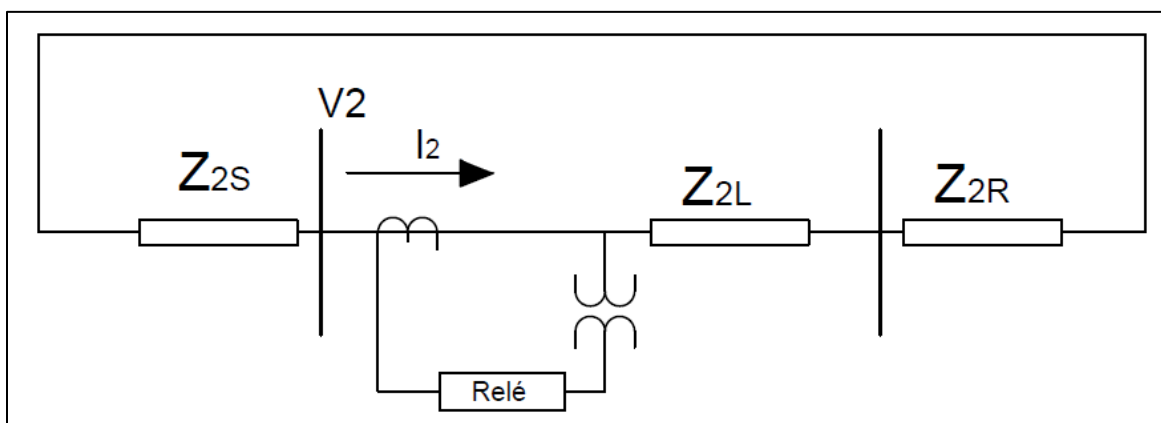


Figura 79. Red de secuencia negativa, utilizada para determinar la dirección de las fallas

El elemento 32Q mide el voltaje y corriente de secuencia negativa para esta falla

En la locación del relé, $\bar{V}_2 = -\bar{I}_2 * \bar{Z}_{2S}$

Si el ángulo de la impedancia de secuencia negativa de la fuente $\text{Arg}[\bar{Z}_{2S}]$ es igual al ángulo $ZIANG$

Entonces $Z_2 = -|\bar{Z}_{2S}|$

Para cualquier falla en dirección directa, el elemento direccional mide la impedancia de secuencia negativa que está detrás del relé.

Un análisis similar muestra que para fallas en reversa el valor de $Z_2 = |\bar{Z}_{2L} + \bar{Z}_{2R}|$ que corresponde al valor de impedancia del circuito equivalente que está en frente del relé.

La operación del elemento direccional 32V es similar al 32Q

En la figura xx se indica la operación de los elementos 32Q y 32V. en los cuales se ha asumido el sistema de potencia puramente inductivo y se ha asumido el ángulo de torque máximo de 90 grados ($ZOMTA$ y $ZIANG$).

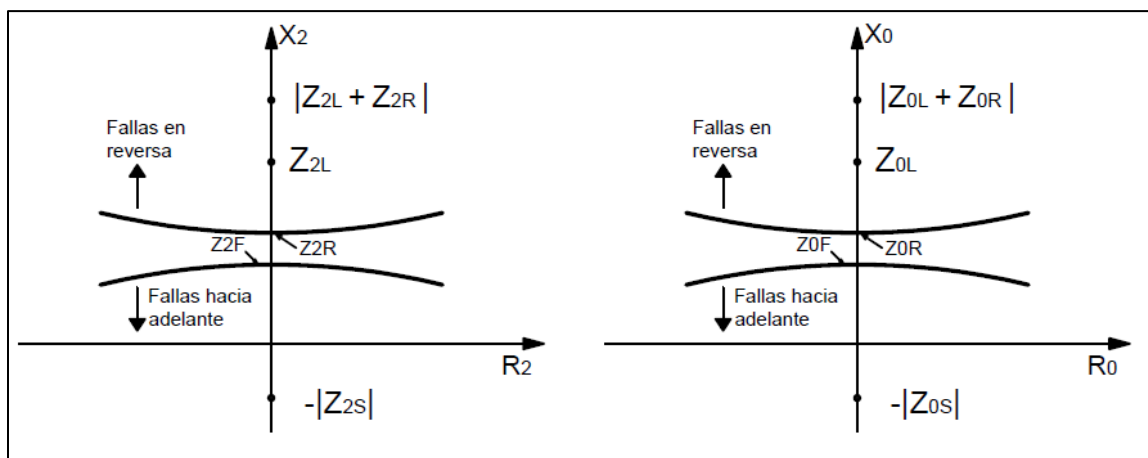


Figura 80. Impedancias vistas hacia adelante y en reversa por el relé

Principales parámetros de configuración

Las configuraciones de los dispositivos direccionales pueden realizarse de diferentes maneras que dependerá de la aplicación específica en que sean utilizados. Se pueden enunciar los principales parámetros de configuración:

- Dirección de corriente
- Magnitud de corriente de arranque (pickup setting)
- Curva característica del elemento de sobrecorriente. (inversa, muy inversa, extremadamente inversa)
- Tiempos de retardo
- Angulo característico al cual el voltaje de referencia es rotado para permitir una correcta operación

3.7.10 Relés de distancia (21)

La coordinación en sistemas radiales se fundamenta en la implementación de relevadores de sobrecorriente, este tipo de relevadores presenta limitaciones cuando se quieren emplear en sistemas en anillo. Debido a que los relevadores actúan según las magnitudes corriente de falla es casi imposible lograr una coordinación en estos sistemas. Una de las soluciones es el empleo de relevadores de distancia.

Los relevadores de distancia (21) es el nombre general que reciben aquellos relevadores que utilizan los parámetros de tensión y corriente como señales de entrada y así determinar la impedancia compleja en las líneas de transmisión al momento de una falla. La ventaja que presente este relevador es la sensibilidad antes las fallas, al existir una impedancia fija de la línea de transmisión en contraste con los relés de sobrecorriente que reaccionan a la magnitud de corriente de cortocircuito.

La protección de distancia (21) compara la razón entre el voltaje de fase y la corriente de línea durante un cortocircuito con el valor de impedancia de secuencia positiva en la línea de transmisión, si la impedancia compleja es menor que el valor de impedancia preestablecido, en relé debe operar. Se asocia el termino genero de relé de distancia por el hecho que se configura la operación con una impedancia establecida $V/I = Z$. que representa la distancia de la línea desde los transformadores de potencial hasta una porción de la línea predeterminada.

Tipos de relevadores de distancia

Cada fabricante diseña sus relés de impedancia con características propias. Los listados en este documento presentan características generales.

Relé de impedancia

Mide la magnitud de la impedancia compleja. No toma en consideración el desfase existente entre la tensión y corriente aplicada al relevador por esta razón presenta una característica circular concéntrica en el origen de plano R-X con un radio igual al valor de impedancia de la línea. La figura 117 muestra la característica de este tipo de relevador.

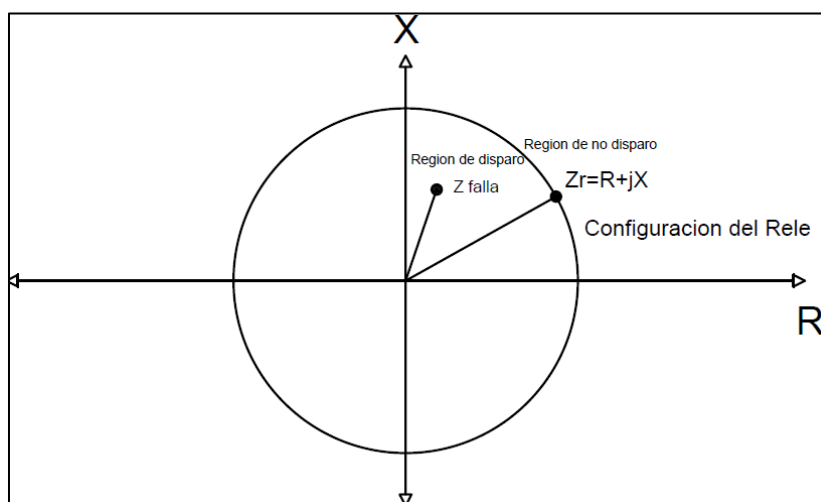


Figura 81. Característica genérica del relé de impedancia

El radio de la circunferencia está dado por $|Z_r| = \sqrt{R^2 + X^2}$. La operación del relé ocurre cuando la impedancia de falla se ubica en la región de disparo $|Z'| = |Z_r|$

Este tipo de relevador presenta la desventaja de necesitar un elemento direccional por separado para poder discriminar las fallas que se provoquen impedancias negativas o por detrás de su localización.

Relevador MHO

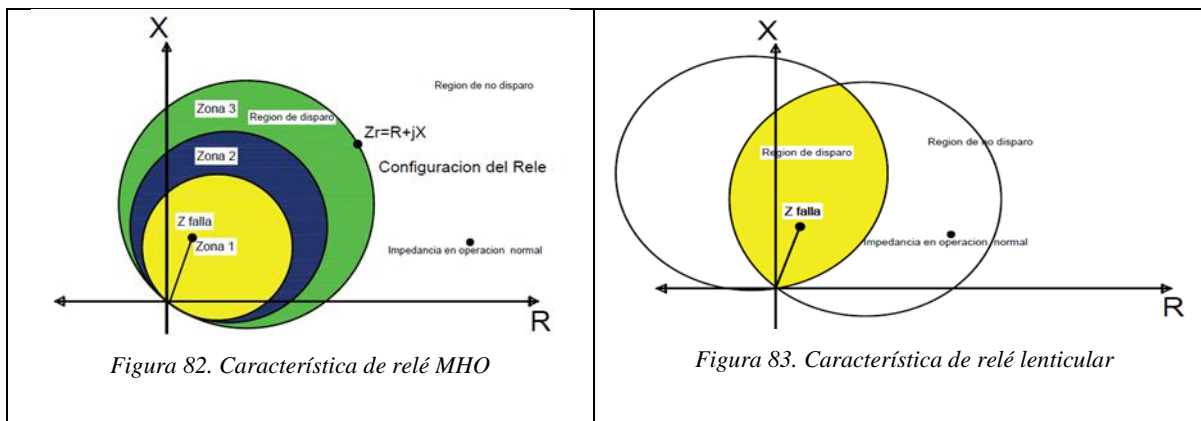
Su característica es circular igual que el relevador de impedancia, pero su circunferencia pasa por el origen del plano R-X. su representación se muestra en la figura número 82.

Características principales

- Sensible a las fallas con un desfase entre $60^\circ - 80^\circ$
- El más usado como protección de distancia
- Característica circular
- No necesita un elemento direccional extra
- Puede proporcionar protección completa ante fallas a tierras

Relé lenticular

Su curva de protección característica se forma por la intersección de dos relevadores tipo MHO, se diferencia en la forma uno del otro. Ventajas: Es ideal para líneas de transmisión largas, más inmune a operación en condiciones de emergencia, discrimina las resistencias de las cargas. Ver figura 83.



MHO con desplazamiento

Presenta la misma característica circular que el MHO desplazando la circunferencia en la dirección que se prefiere mayor protección.

Relé de reactancia

Mide únicamente la componente reactiva de la impedancia, la representación en plano RX es una línea paralela al eje R. este tipo de relevador necesita de un dispositivo direccional para mejorar la sensibilidad ante las fallas. Ver figura 84.

Relé cuadrilateral

Se logra este tipo combinando un dispositivo direccional junto al relé de reactancia. Es requerido que se establezcan dos valores de reactancia como parámetros de referencia. Ver figura 85.

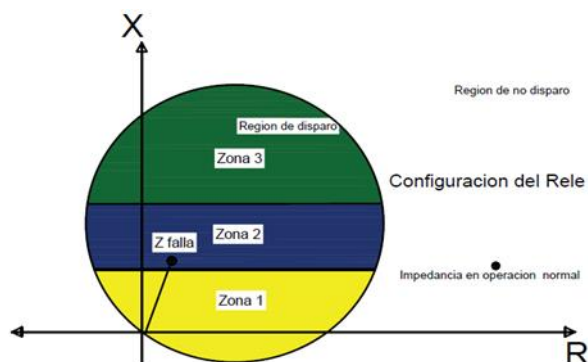


Figura 84. Característica relé de reactancia

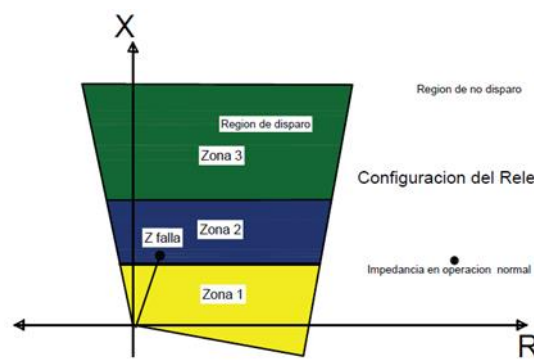


Figura 85. Característica de relé cuadrilateral

Deducción de la característica del relé MHO

El relé mho usa un comprador de fase tipo coseno para evaluar el ángulo θ entre el voltaje de compensación de línea $\overline{\delta V}$ dado por la ecuación y el voltaje de polarización o voltaje de referencia \overline{V}_p . $\overline{\delta V}$ depende la locación de la falla con respecto a punto de alcance del relé, como se muestra en la figura

$$\overline{\delta V} = \overline{Z}_R * \overline{I} - \overline{V} = r\overline{Z}_{1L} * \overline{I} - \overline{V} \quad (35)$$

Donde:

\overline{Z}_R es la impedancia replica de línea (configuración que limita el alcance)

\overline{Z}_{1L} es la impedancia de secuencia positiva de la línea

r es el alcance en p.u de Z_{1L}

\overline{I} es la señal de corriente de entrada

\overline{V} es el voltaje de entrada

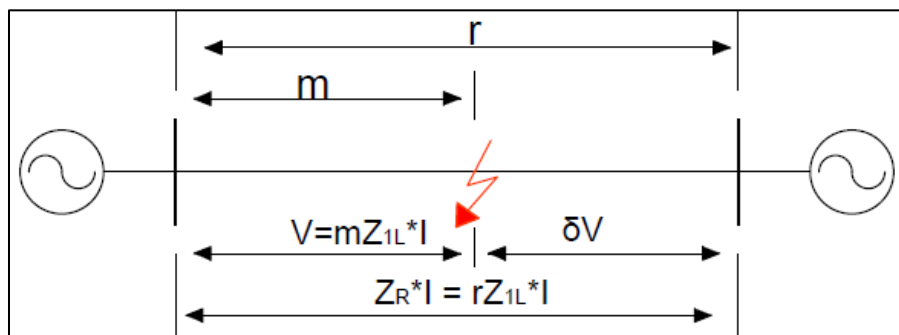


Figura 86. Porcentaje de la línea en condiciones de falla

Figura $\delta\overline{V}$ provee información de la locación de la falla con respecto al punto del relé.

La operación de arranque se da para $\theta = \pm 90^\circ$ y graficamos la característica MHO como una circunferencia de voltaje en el plano complejo como se muestra en la figura siguiente la región de operación del relé MHO está (dentro del círculo) definida

$$-90^\circ < \theta < 90^\circ \text{ [SEL]}$$

$$\text{Re}[\delta\overline{V} \cdot \overline{V}_P^*] = \text{Re}[(r\overline{Z}_{1L} \cdot \overline{I} - \overline{V}) \cdot \overline{V}_P^*] = 0$$

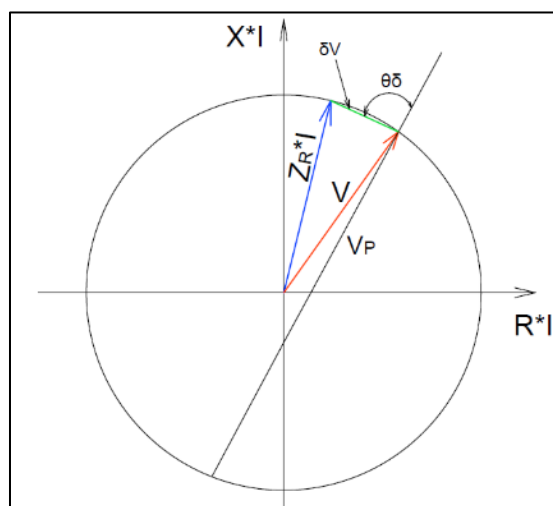


Figura 87. Elaboración de la circunferencia característica del relé MHO

Zonas de protección escalonadas con relevadores de distancia

En los relevadores de distancias son empleados los términos “Underreaching” y Overreaching, el primer término (sub-alcance) hace referencia al tipo de protección que está limitado a un punto establecido de la línea de transmisión donde puede operar el relé, más allá de ese punto el relé no opera aunque exista la presencia de una falla; el segundo término (sobre-alcance) es la forma de protección capaz de operar fallas en las líneas en un porcentaje más alejado del ajuste predefinido, es decir puede operar como protección remota.

Para proteger las líneas de transmisión se configuran distintas zonas de operación en los relevadores. La primera zona las protecciones se configuran sin retardo de tiempo para evitar operaciones innecesarias ante fallas remotas. La zona 1 se configura aproximadamente a un 80-90%, se debe evitar asignar el 100% de la impedancia de la línea para la zona 1 esto con el objetivo de que no exista sobre-alcance.

La zona 2 debe de proteger la porción restante de la línea más un margen adecuado, los relevadores configurados en esta zona deben proporcionar retardos de tiempo que permitan la coordinación con relevadores en los buses remotos. Los tiempos utilizados para estos relevadores pueden comprenderse entre 15-30 ciclos, estos tiempos varían dependiendo de las condiciones particulares y aplicaciones. La porción de impedancia de la línea a la cual debe configurarse la zona 2 varían según las aplicaciones, lo que no se puede hacer es configurar los relevadores con el 100% de impedancia de la siguiente línea. Usualmente se utiliza como valor mínimo el 120% de la impedancia de línea como parámetro para la zona 2 la cual asegura una completa protección de esta.

Se utiliza una tercera zona de protección la cual sirve como protección de respaldo para la zona dos. Se utilizan impedancias equivalentes del 120-180% de la línea siguiente en conjunto con un retardo de tiempo mayor que la zona 2. La figura 88 indica las zonas 1, 2 y 3 de protección en las líneas de transmisión.

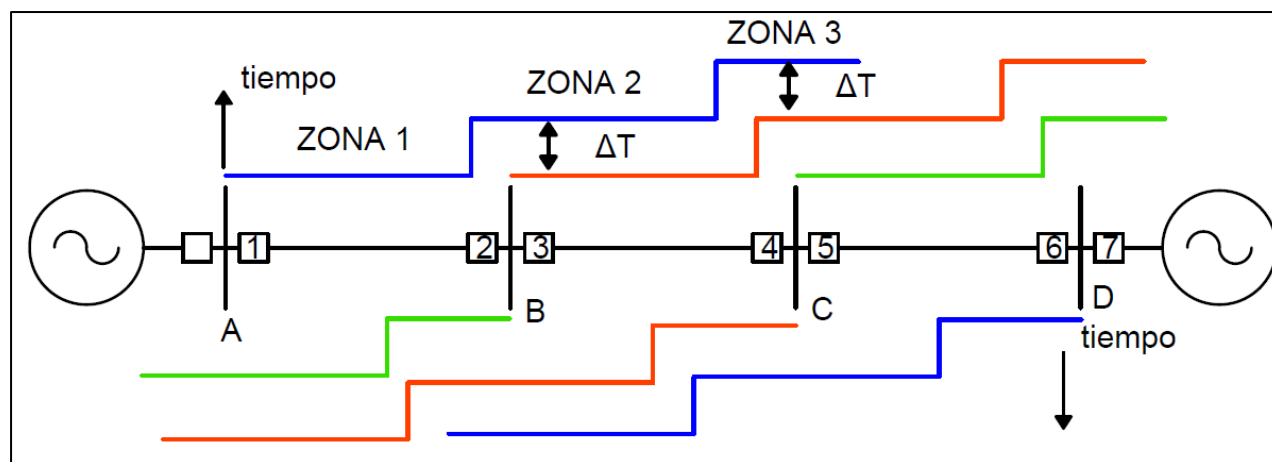


Figura 88. Zonas de protección en porcentajes de la línea protegida

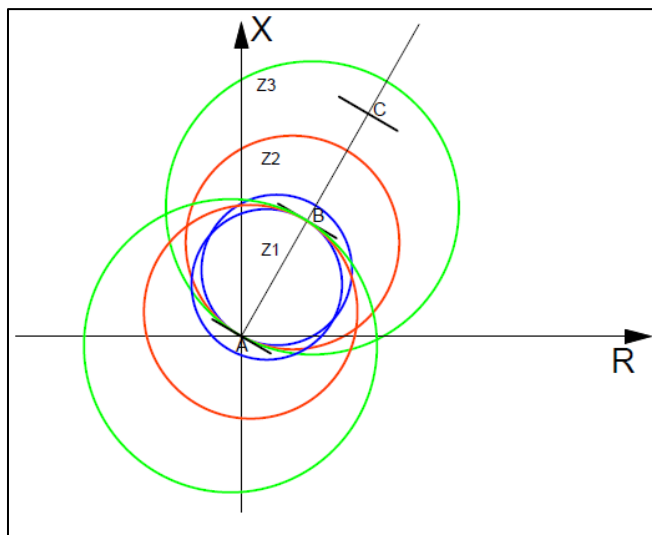


Figura 89. Características del relé empleado en las líneas de transmisor de los buses A y B

Ejemplos de aplicación de relevadores de distancia (21)

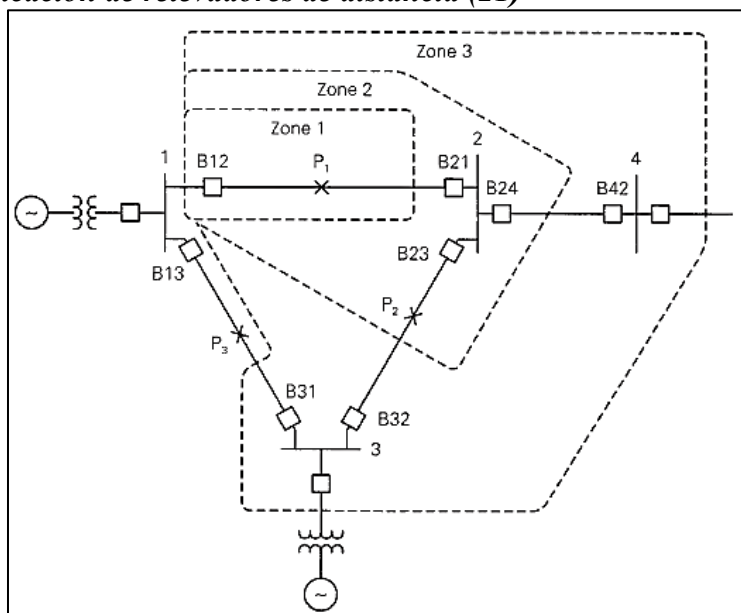


Figura 90. Sistema de transmisión en anillo y sus zonas de protección

Al tener un sistema de transmisión en malla mostrado en la figura 90 es necesario la implementación de relevadores de distancia. En condiciones normales de operación, la impedancia de línea vista desde el interruptor B12 es $Z=V_1/I_{12}$, el valor de impedancia en esta condición debe quedar por fuera de la región de disparo del relevador de impedancia de la figura $Z>Z_r$. una falla P1 en la línea 1-2 eleva la corriente I_{12} y la impedancia de la línea vista por el relevador se eleva, si $Z < Z_r$ la impedancia se encuentra en la región de disparo de la figura 101 y el interruptor B12 deberá operar sus contactos.

En el esquema de protección de la figura 90 se le han asignado la configuración típica para sus tres zonas de operación. En condiciones de una falla P1 de la línea 1-2, el relé del interruptor B12 detecta la falla en su zona 1 de operación, la acción siguiente debe ser la de enviar una señal de disparo sin retardo de tiempo. En condiciones de falla P2 que ocurre en línea 2-3 cerca del bus 2 y después del interruptor B23, el relé del interruptor B23 debe operar, por ubicarse la falla en su zona 1 de protección. Si por algún motivo la falla no es despejada por el interruptor B23, entonces la zona de protección 2 del relé del interruptor B12 cumple su tiempo de retardo configurado y envía la señal de disparo al interruptor B12. El mismo principio de operación debe tener lugar para terminaciones remotas, donde la zona de protección 3 debe liberar las fallas en caso de que las protecciones principales no operen.

Medición de impedancia de línea e implementación de transformadores de protección

Los transformadores de protección deben cumplir lo siguiente.

- Para una falla en la línea protegida al menos un relé debe medir correctamente la impedancia de la línea en falla
- La impedancia medida por los restantes elementos de distancia debería ser la misma o exceder la impedancia de la sección de la línea fallada
- Las locaciones de los transformadores de protección determinan el punto desde donde es medida la impedancia de la línea
- La locación de los CT determina la dirección relativa de la corriente, cuando se utilizan las protecciones con capacidad direccional

Los relés de distancia utilizan diferentes señales de entrada para medir la impedancia de la línea, las magnitudes empleadas dependerán del tipo de falla que se quiere mitigar.

- Corriente de fase y voltaje de fase

$$\bar{Z}_r = \frac{\bar{V}_{LG}}{\bar{I}_L}; \text{ para fallas 3L}$$

- Corriente de fase a fase y voltaje de línea a línea

$$\bar{Z}_r = \frac{\bar{V}_{LL}}{\bar{I}_{LL}}; \text{ para fallas 3L, 2L, 2LG,}$$

- Corriente de fase más corriente de compensación y voltaje de fase a tierra

Para los elementos de distancia de secuencia cero se requiere que la corriente de fase sea compensada por una corriente de secuencia cero \bar{I}_0 multiplicado por \bar{k}_0 .

$$\bar{Z}_r = \frac{\bar{V}_{LG}}{(\bar{I}_L + 3 * \bar{k}_0 * \bar{I}_0)} \quad (36)$$

$$\bar{I}_n = \bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c = 3 * \bar{I}_0$$

\bar{I}_a : corriente medida de fase A

\bar{I}_b : corriente medida de fase B

\bar{I}_c : corriente medida de fase C

$$\bar{k}_0 = \frac{\bar{Z}_{0L} - \bar{Z}_{1L}}{3\bar{Z}_{1L}} \quad (37)$$

\bar{Z}_{0L} : impedancia de secuencia cero

Tipo de relé		Voltaje (\bar{V}_a)	Corriente (\bar{I}_a)
Protección de fase	AB	$\bar{V}_a - \bar{V}_b$	$\bar{I}_a - \bar{I}_b$
	BC	$\bar{V}_b - \bar{V}_c$	$\bar{I}_b - \bar{I}_c$
	CA	$\bar{V}_c - \bar{V}_a$	$\bar{I}_c - \bar{I}_a$
Protección de secuencia cero	AG	\bar{V}_a	$\bar{I}_a + \bar{k}_0 * \bar{I}_r$
	BG	\bar{V}_b	$\bar{I}_b + \bar{k}_0 * \bar{I}_r$
	CG	\bar{V}_c	$\bar{I}_c + \bar{k}_0 * \bar{I}_r$

Tabla 28. Señales provenientes de los TP requeridas para diferentes tipos de fallas

- Los valores de las impedancias se determinan con los datos de tensiones y corrientes de los transformadores de potencial CT y transformadores de corrientes CT.

$$Z_{secundaria} = Z_{primaria} \cdot \frac{CTR}{VTR} \quad (38)$$

$Z_{secundaria}$ = Impedancia de entrada de los relevadores

$Z_{primaria}$ = Impedancia de secuencia positiva de las líneas de transmisión

CTR = Relación de los transformadores de corriente

VTR = Relación de transformación de los transformadores de potencial

Ejemplo: La tabla siguiente muestra los valores de impedancia de secuencia positiva de las líneas de la figura 90 para un nivel de tensión de 115 kV, así como la relación de los CT y VT empleados para el interruptor B12. (a) Determinar las impedancias de referencia para las tres zonas de operación para los relevadores del interruptor B12. (b) la máxima corriente en estado de carga en emergencia es de 1500 A factor de potencia 0.95. Verificar que el interruptor B12 no operara en esta condición de emergencia.

Línea	Impedancia de secuencia positiva	
1-2	8+j50	
2-3	8+j50	
2-4	5.3+j33	
1-3	4.3+j27	
Interruptor	CTR	VTR
B12	1500:5	11500:220

Tabla 29. Datos para ejemplo

Solución:

- a) Para la zona 1 del relé B12 se configura con el 80% de la distancia de la línea.

De la ecuación 35 aplicada para la zona 1.

$$Z_r = 0.8 \cdot Z_{(1-2)} \cdot \frac{CTR}{VTR}$$

$$Z_{r1} = 0.8 * (8 + j50) * \frac{\left(\frac{1500}{5}\right)}{115000/220} = (6.4 + j28.69) = \mathbf{23.24 \angle 80.91^\circ \Omega}$$

Para la configuración del relé con el porcentaje de línea de 120% para la zona 2

$$Z_{r2} = 1.2 * (8 + j50) * \frac{\left(\frac{1500}{5}\right)}{\frac{115000}{220}} = (5.51 + j34.43) = \mathbf{34.87 \angle 80.91^\circ \Omega}$$

La configuración para la zona 3 es la suma del 100 % de la línea 1-2 más el 120 % de la línea 2-4

$$Z_{r3} = \{(8 + j50) + 1.2 * (8 + j50)\} * \frac{\left(\frac{1500}{5}\right)}{115000/220} = (10.10 + j63.13) = \mathbf{63.93 \angle 80.91^\circ \Omega}$$

b)

$$V_{LN} = \frac{115kV}{\sqrt{3}} = 66.39kV \quad I_L = 1500 \angle -\cos^{-1}(0.95)$$

$$Z = \frac{V_{LN}}{I_L} * \frac{CTR}{VTR} = \frac{66.39kV}{1500 \angle -18.19} * \frac{\left(\frac{1500}{5}\right)}{\frac{115000}{220}} = \mathbf{25.40 \angle -37.79^\circ \Omega \text{ secundarios}}$$

Como la impedancia en condición de emergencia vista por el relé del interruptor B12 es menor que el valor de referencia para la zona 3. La protección de distancia no permite la condición de emergencia.

Fuentes de error en relés de distancia

Efecto Infeed

Una fuente de cortocircuito (un generador o un transformador aterrizado) conectado entre el relé de distancia y el punto de falla genera una medición de impedancia de línea mucho mayor.

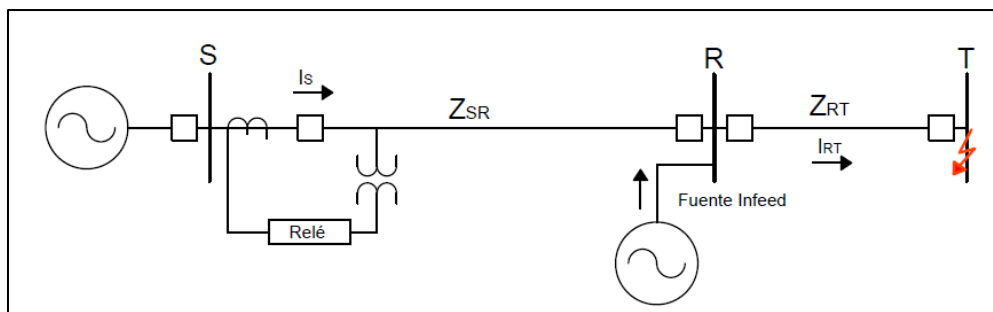


Figura 91. Error por presencia de fuentes de potencia, entre la fuente de alimentación de la línea y el punto de falla

Para una falla trifásica en el bus T el relé de distancia ubicado en el bus S medirá una impedancia.

$$\bar{Z} = \frac{\bar{V}_S}{\bar{I}_S} = \bar{Z}_{RS} + \frac{\bar{I}_{RT}}{\bar{I}_S} \bar{Z}_{RT} \quad (39)$$

Se debe considerar el efecto infeed cuando se configura la zona 3 de protección. Una buena práctica sería configurar la zona 3 con la mayor posible relación de corriente mostrado en la ecuación.

Impedancia de falla

La resistencia de falla en casos 2L es generalmente la resistencia del arco eléctrico entre los conductores en falla. En la figura durante una falla, se genera una resistencia de falla a una distancia m desde el bus S en un sistema con dos fuentes.

En voltaje medido en el bus S es:

$$\begin{aligned} \bar{V}_S &= m\bar{Z}_{1L} * \bar{I}_S + R_F * \bar{I}_F \\ \bar{Z} &= \frac{\bar{V}_S}{\bar{I}_S} = m\bar{Z}_{1L} + R_F * \frac{\bar{I}_F}{\bar{I}_S} \end{aligned} \quad (40)$$

La impedancia aparente $R_F(\bar{I}_F/\bar{I}_S)$ causa el error. El relé de reactancia reduce este error porque el responde a la parte imaginaria de la impedancia compleja \bar{Z} evitando la mayor parte de la resistencia aparente.

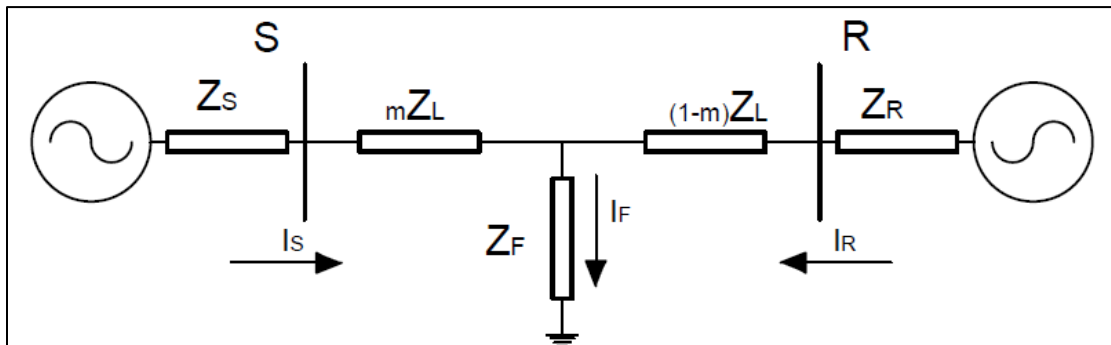


Figura 92. Efecto de impedancia de falla

Carga Encroachment (Aumento de impedancia por transferencia de carga)

En condiciones de mucha carga resistiva la medición de impedancia puede que esté dentro de la operación del relé y por lo tanto se debe una operación inadecuada. Una solución para este es emplear relés tipo helicoidal, lenticular y cuadrilateral los cuales tienen menor área de protección que el relé mho, además las características más complejas son más difíciles de configurar y probar.

La solución que les da Schweitzer es agregar un elemento load-encroachment mostrado en la figura 92. En condiciones de estado estable, este elemento bloquea la operación del relé de distancia.

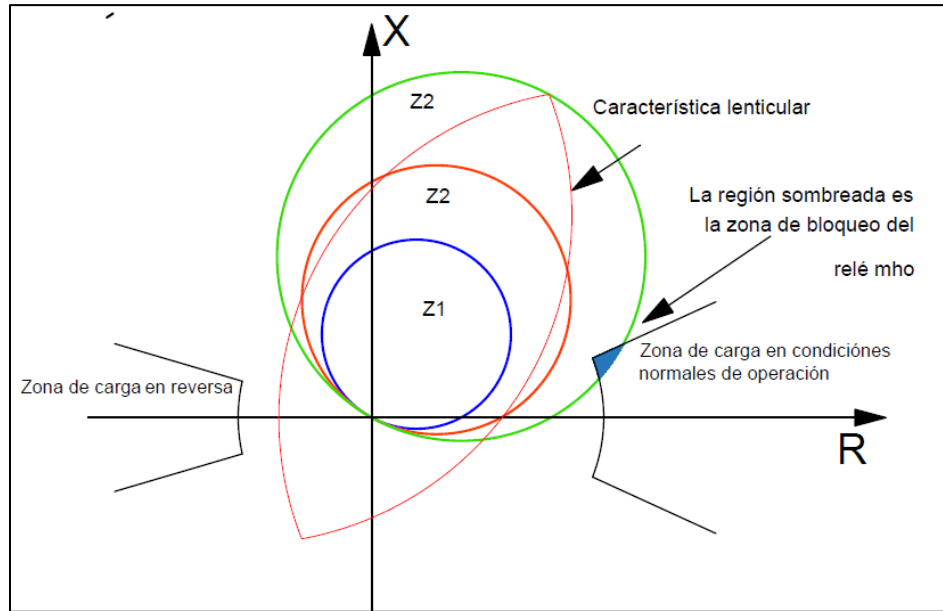


Figura 93. Implementación de dispositivos de protección ante el transitorio de carga

Acoplamiento Mutuo

En líneas mutuamente acopladas la corriente de secuencia cero induce un voltaje de secuencia cero en las líneas acopladas. Los efectos de las componentes positivas y negativas son muy débiles y se desprecian.

En la figura se muestra dos líneas paralelas mutuamente acopladas, para una falla solida de línea a tierra en la línea 2 el relé (LG) de la fase A mide una corriente $\bar{I}_L + 3 * \bar{k}_0 * \bar{I}_0$ y un voltaje $\bar{V} = \bar{V}_a$

$$\bar{V}_a = m\bar{Z}_{1L}(\bar{I}_a + 3 * \bar{k}_0 * \bar{I}_0) + m\bar{Z}_{0M} * \bar{I}_{0M}$$

$$\bar{V}_a = m\bar{Z}_{1L}(\bar{I}_a + 3 * \bar{k}_0 * \bar{I}_0 + \bar{k}_{0M} * \bar{I}_{0M})$$

$\bar{k}_{0M} = \frac{\bar{Z}_{0M}}{\bar{Z}_{1L}}$; factor de acoplamiento.

\bar{I}_{0M} : corriente de secuencia cero en la línea acoplada

\bar{Z}_{0M} : impedancia de secuencia cero de acople

$$\bar{Z}_a = \frac{\bar{V}_a}{(\bar{I}_L + 3 * \bar{k}_0 * \bar{I}_0)} = m\bar{Z}_{1L} + m\bar{Z}_{0M} * \frac{\bar{I}_{0M}}{(\bar{I}_L + 3 * \bar{k}_0 * \bar{I}_0)}$$

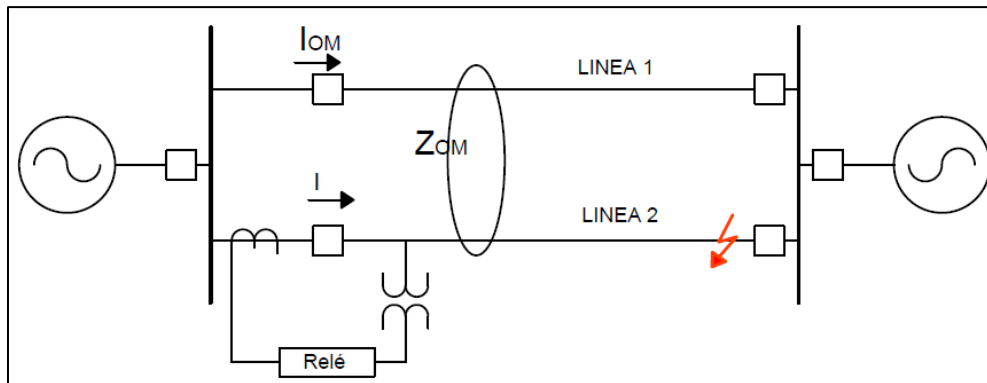


Figura 94. Impedancia mutua en líneas paralelas

Relés de distancias en teleprotecciones

Los esquemas con hilo piloto usan un canal de comunicación para comparar información desde el relé de la terminal local hacia el relé de la terminal remota. Esta información permite una alta velocidad de disparo para fallas en el 100% de la línea. Las protecciones piloto incluyen:

- Esquemas de comparación direccional
- Esquemas de solo corriente
 - Esquemas de comparación de fase
 - Esquemas diferenciales de línea

Esquemas de comparación direccionales

Comparación direccional no requiere un canal de banda ancha porque los relés intercambian información del estado o de su dirección o impedancia de distancias. El típico ancho de banda está entre 0.5-1.5 kHz para canales analógicos y 9.6 kbps para canales digitales.

Los tipos de esquemas de comparación direccional son:

- Disparo directo transferido por sub-alcance (Direct underreaching transfer trip DUTT)
- Disparo permisivo transferido por sub-alcance (Permissive underreaching transfer trip PUTT)
- Disparo permisivo transferido por sobre-alcance (Permissive overreaching transfer trip POTT)
- Bloqueo por comparación direccional (Directional comparison blocking DCB)
- Desbloqueo por comparación direccional (Directional comparison unblocking DCUB)

Se describirán tres tipos de esquemas de los listados anteriormente, sin llegar a profundizar en ellos. Se describirá el funcionamiento en términos generales sin precisar en los tipos de interfaz y equipos auxiliares al relé utilizados.

Disparo directo transferido por sub-alcance

En este tipo de esquema se emplean canales con (FSK) frecuencia shift keying. El esquema disparará a una alta velocidad para fallas internas en la zona 1. La señal RU (underriching) es la encargada de indicarle al relé cuando existe una falla en la zona uno de protección. Los relés pueden enviar la señal de disparo cuando la señal RU proviene de la unidad local (fallas en la zona 1 del relé 1) o si la señal RU proviene de la unidad en la terminación remota de la línea (fallas en la zona

1 del relé 2). La figura 95 muestra el diagrama lógico donde se describe claramente el funcionamiento de este esquema.

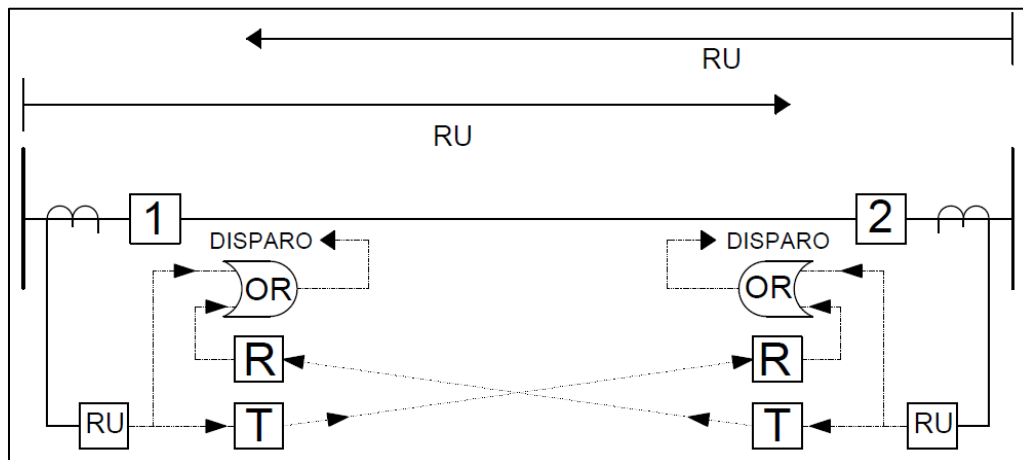


Figura 95. Diagrama lógico representativo del esquema de disparo directo de sub-alcance

Disparo permisivo transferido por sub-alcance

Se necesitan las señales RO (Overreaching) y RU para permitir que el relé envíe señales de disparo. Siguiendo el esquema lógico mostrado en la figura 96, notamos lo siguiente:

- Para fallas en la zona 1, se necesita la señal RU del propio relé.
- Para fallas en la zona 2, es necesario la señal RO del relé local y la señal RU del relé remoto.

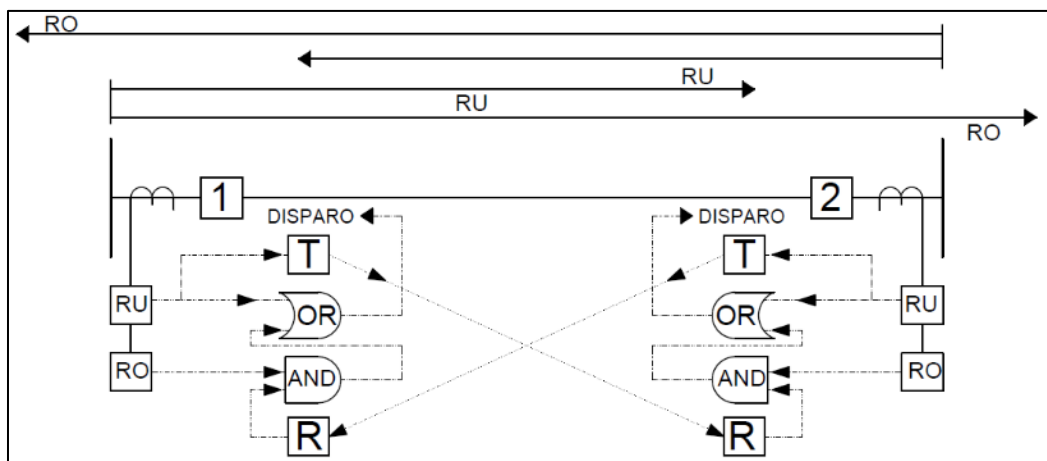


Figura 96. Diagrama lógico representativo del esquema de disparo permisivo de sub-alcance

Bloqueo por comparación direccional

DCB envía una señal de bloqueo cuando detecta una falla en dirección contraria. Se usa su zona 3 de operación para enviar una señal de bloqueo. El equipo utilizado para enviar la señal de zona 3 puede ser un relé de sobrecorriente direccional o un relé de distancia con su zona 3 en reversa con disparo instantáneo. Si la zona 3 del relé local detecta una falla en reversa envía una señal de bloqueo al relé remoto. Durante fallas internas, las funciones de sobreálcense (RO) más un tiempo de coordinación (TL1) de una posible señal de bloqueo proveniente del extremo remoto.

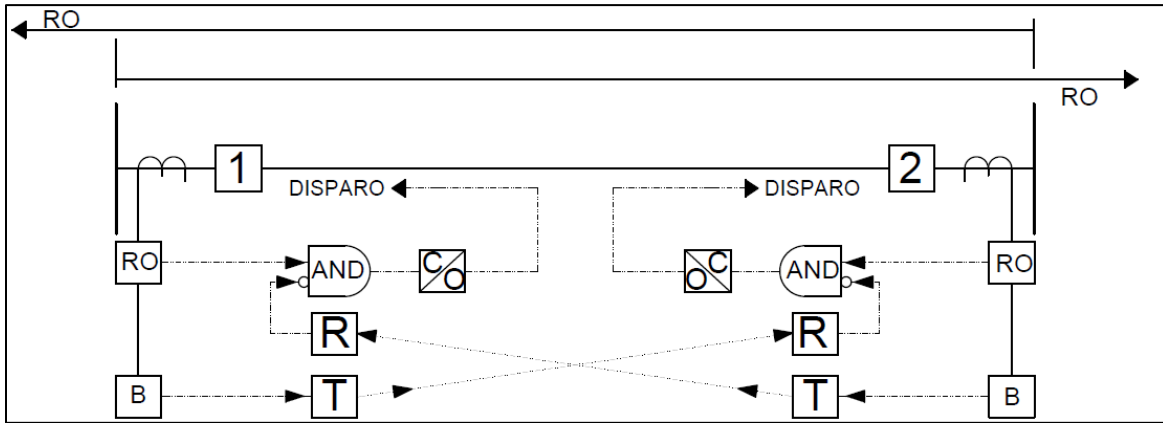


Figura 97. Diagrama lógico representativo del esquema de disparo permisivo de sub-alcance

3.7.11 Protección de falla a tierra mediante relés (ground fault relaying)

En los sistemas de potencia la detección de fallas a tierra puede conseguirse mediante la utilización de relés de tierra. El esquema más básico para un sistema de 3 conductores se muestra a continuación, con conexión residual:

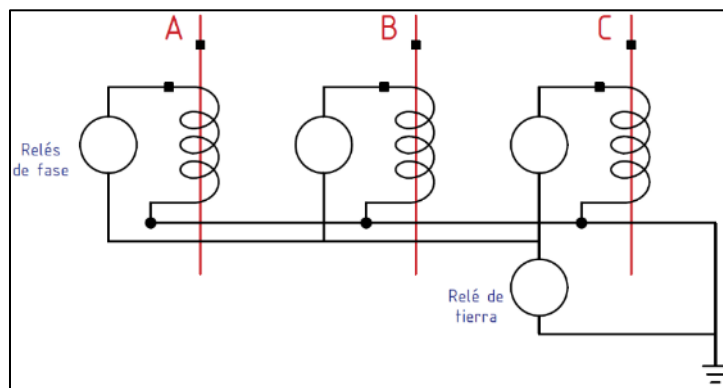


Figura 98. Conexión de tierra residual con relés

Si en lugar de 3 conductores⁸ se tiene adicionalmente un neutro se recomienda la utilización de un TC adicional tal como se muestra en la siguiente figura, con ello se elimina la influencia de corrientes de *carga* residuales en el relé de tierra.

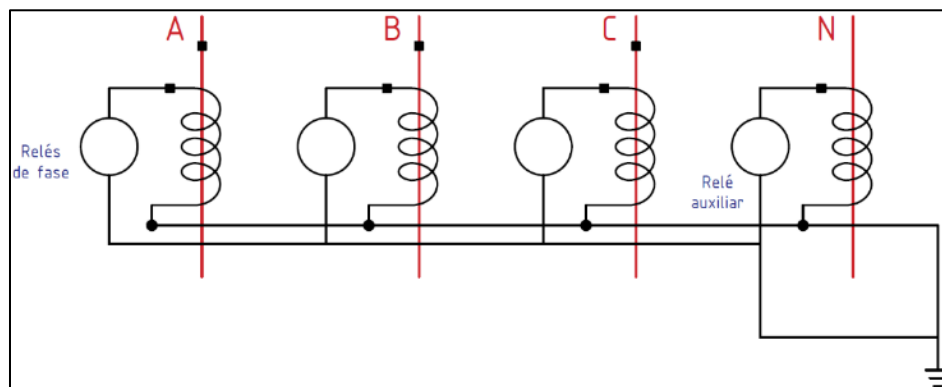


Figura 99. Conexión de tierra residual con relés

TC de secuencia cero

La IEEE C37.230 proporciona 2 esquemas de TC de secuencia cero que pueden utilizarse para obtener una mejor forma de protección contra fallas a tierra, dependiendo del sistema en el que se aplique. Los TC de secuencia cero aparte de ser más compactos son más precisos ya que miden la corriente residual a partir de la suma de flujos de las 3 fases y el neutro.

⁸ Si el sistema es aislado se requerirá además una señal de polarización, como lo puede ser una tensión residual para la obtención de direccionalidad en la protección, tal como se muestra en 3.7.8

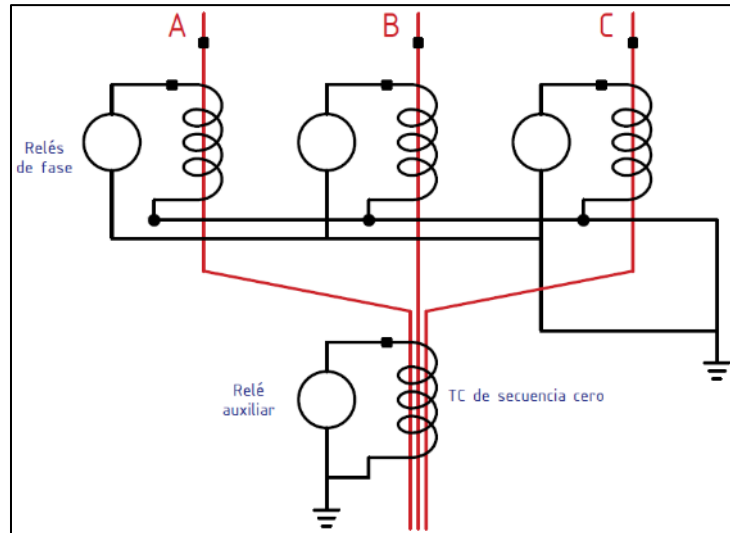


Figura 100. TC de secuencia cero y relé de tierra en sistema de 3 conductores

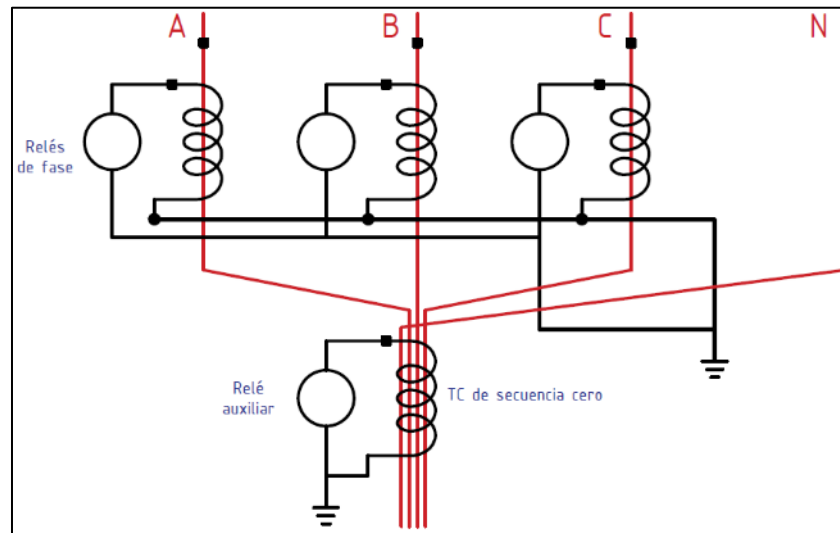


Figura 101. TC de secuencia cero y relé de tierra en sistema de 4 conductores

Conexión Estrella-delta abierta en TP

Como se mencionó antes para proteger de forma efectiva un sistema aislado pueden utilizarse relés de sobrecorriente direccional (muy sensitivos) que utilizan la tensión residual o corriente de neutro como polarización y la corriente residual que puede estar en el orden de los miliamperios en el lado secundario, en todo caso se muestra el esquema de conexión con los TP para realizar la medición de tensión residual.

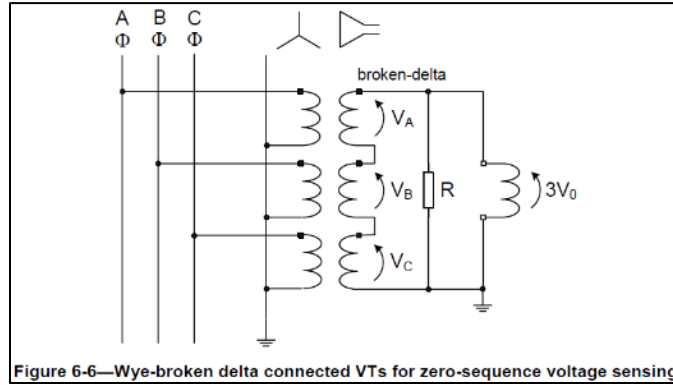


Figura 102. Conexión estrella-delta abierta con TP

3.8 Sistemas de comunicación en relés

Los sistemas de comunicación desempeñan un rol importante en los sistemas de potencia.

Medio de comunicación

Los canales de comunicación empleados en los sistemas de protecciones son:

- Cables trenzados
- Onda Portadora en Línea de Potencia-Power Line Carrier (PLC)
- Microonda
- Fibra Óptica –Optical Ground Wire (OPGW)

3.8.1 Onda Portadora en Línea de Potencia (PLC)

Power line carrier (PLC) es un sistema de comunicación que acopla señales de altas frecuencias sobre los conductores de las líneas en niveles de alta tensión empleando acople capacitivo. El rango de frecuencias empleadas en este medio es de 30 a 600 kHz. Este tipo de sistema puede ser usado para la transmisión de voz, datos o señales de para la protección del sistema de potencia. Se utilizan equipos que cumplen la función de filtros empleando componentes pasivos mostrados en la figura siguiente.

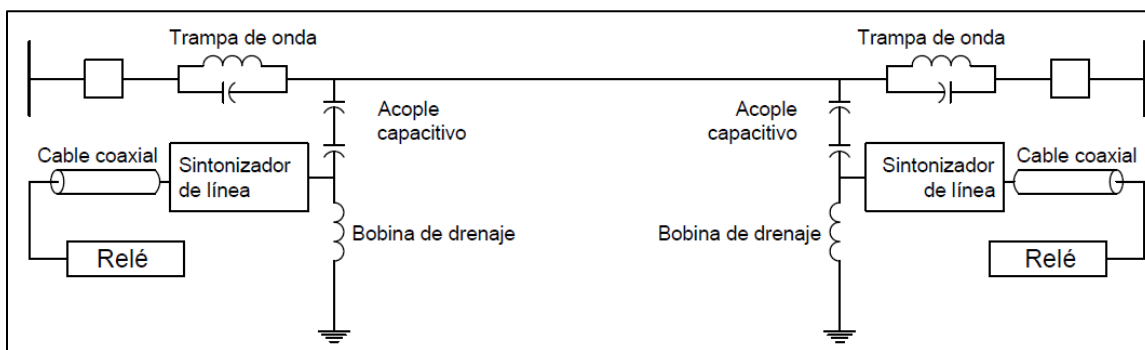


Figura 103. Esquema de componentes del medio de comunicación de onda de potencia portadora

Se pueden distinguir tres componentes principales del PLC.

- Trampa de onda (Line Trap)
- Acople capacitivo
- Sintonizador de línea

Trampa de onda (Line Trap)

La trampa de onda es una bobina con núcleo de aire conectada en serie con la línea de alto voltaje, con el objetivo de prevenir que las señales de frecuencias en el rango de 20 a 500kHz entren a los transformadores de las subestaciones. se debe diseñar para poder conducir las corrientes nominales y corrientes de cortocircuito que operan a una baja frecuencia. La bobina principal debe construirse para operar a la intemperie, para operar en condiciones de climas extremos, para brindar alta resistencia mecánica, resistencia a la corrosión y baja pérdidas. Ver figura.

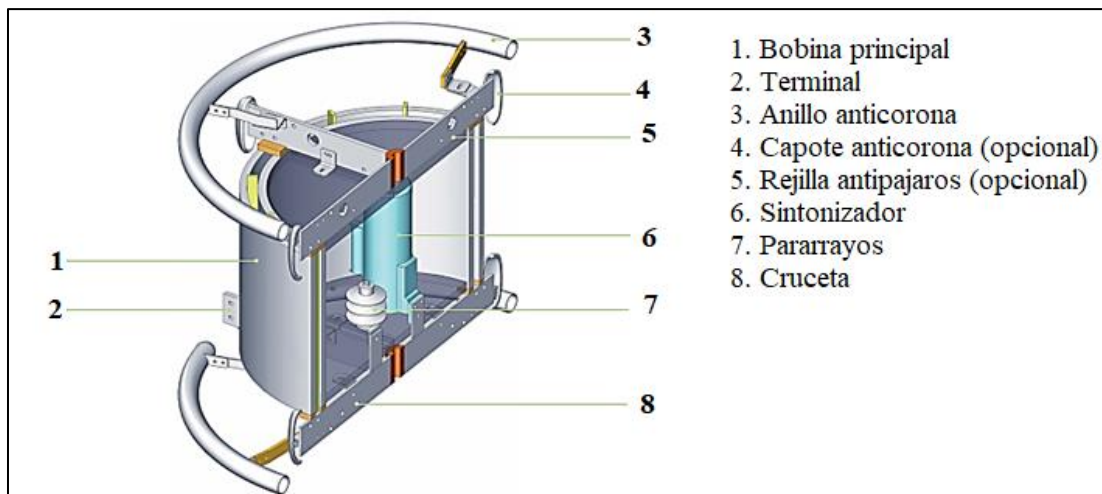


Figura 104. Construcción y partes en la trampa de onda

La naturaleza de la reactancia inductiva descrita por la ecuación de la figura 105, nos indica que la reactancia de la bobina de la trampa de onda será baja ante la frecuencia de operación normal (60 Hz) y permitirá el paso de las ondas de dichas frecuencias. Por el contrario, las señales de comunicación de alta frecuencia producirán una reactancia muy grande, y la bobina no permitirá el ingreso de las ondas de alta frecuencia. Adicionalmente a la bobina principal, se conecta en paralelo un capacitor, que tiene como función anular la capacitancia que se generan en los buses y de esta manera evitar que el sistema entre en estado de resonancia.

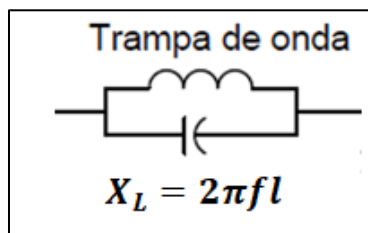


Figura 105. Bobina y capacitor de la trampa de onda

Se pueden montar de tres formas:

- Vertical
- Horizontal
- Suspendidas

Las trampas de ondas son estandarizadas bajo las normas ANSI e IEC, la designación del tipo de bobina sigue el siguiente orden:

Inductancia nominal (mH)/ corriente nominal (A) / corriente de cortocircuito (kA)-duración. (ej.: 0.265/1200/36-2: 0.265mH 1200 A 36kA 2 segundos).

La figura siguiente muestra las dimensiones que identifican estos dispositivos y en la tabla se especifican las construcciones según normas ANSI.

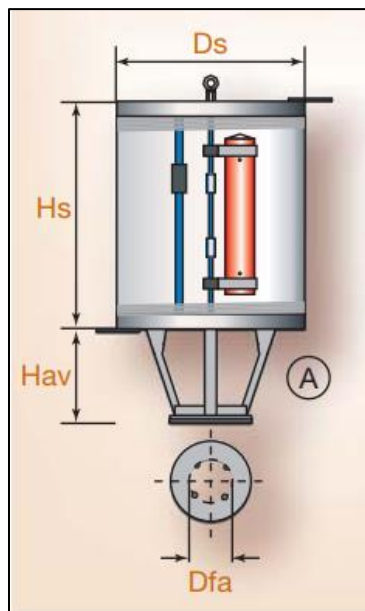


Figura 106. Dimensiones de las bobinas de bloqueo

Tipo	L [mH]	I [A]	Isc (2 s) [kA]	Isc [kAp]	Ds [mm]	Hs [mm]	Hav [mm]	Peso [kg]
0.265/400/15-2	0.265	400	15	38.3	546	600	250	75
0.265/800/20-2	0.265	800	20	51.0	796	642	375	100
0.265/1200/36-2	0.265	1200	36	91.8	796	1054	375	170
0.265/1600/44-2	0.265	1600	44	112	1046	1359	500	245
0.265/2000/63-2	0.265	2000	63	161	1064	1410	500	395
0.265/3000/63-2	0.265	3000	63	161	1396	1880	675	499
0.265/4000/80-2	0.265	4000	80	204	1846	1778	800	633

Tabla 30. Bobinas de bloqueo, norma ANSI

Acople capacitivo

El acople de las señales de comunicación se realiza a través de los capacitores conectados en serie, cubiertos por aisladores de alta tensión, adicionalmente es conectado otros dispositivos como bobinas de drenaje o transformadores capacitivos. Se diseñan en el rango de 1500 a 25000 pF. La trampa de onda se monta sobre el acople capacitivo.

La señal de RF es conectada a la línea de alto voltaje a través de una línea sintonizada y un capacitor de acople como se muestra en la figura 107, el sintonizador es conectado en la base de la unidad de acople capacitivo. Se conecta una bobina de drenaje que bloquee las señales hacia tierra, mientras que las impedancias capacitivas permiten el paso de las señales hacia los conductores de alta tensión eléctrica. Esto brinda un camino de baja resistencia eléctrica que permite mayor eficiencia para transmitir las RF hacia la terminal de la línea de potencia. Un lado del capacitor es conectado a la línea de potencia, mientras que la otra es conectada a la bobina de drenaje. Ver figura siguiente.

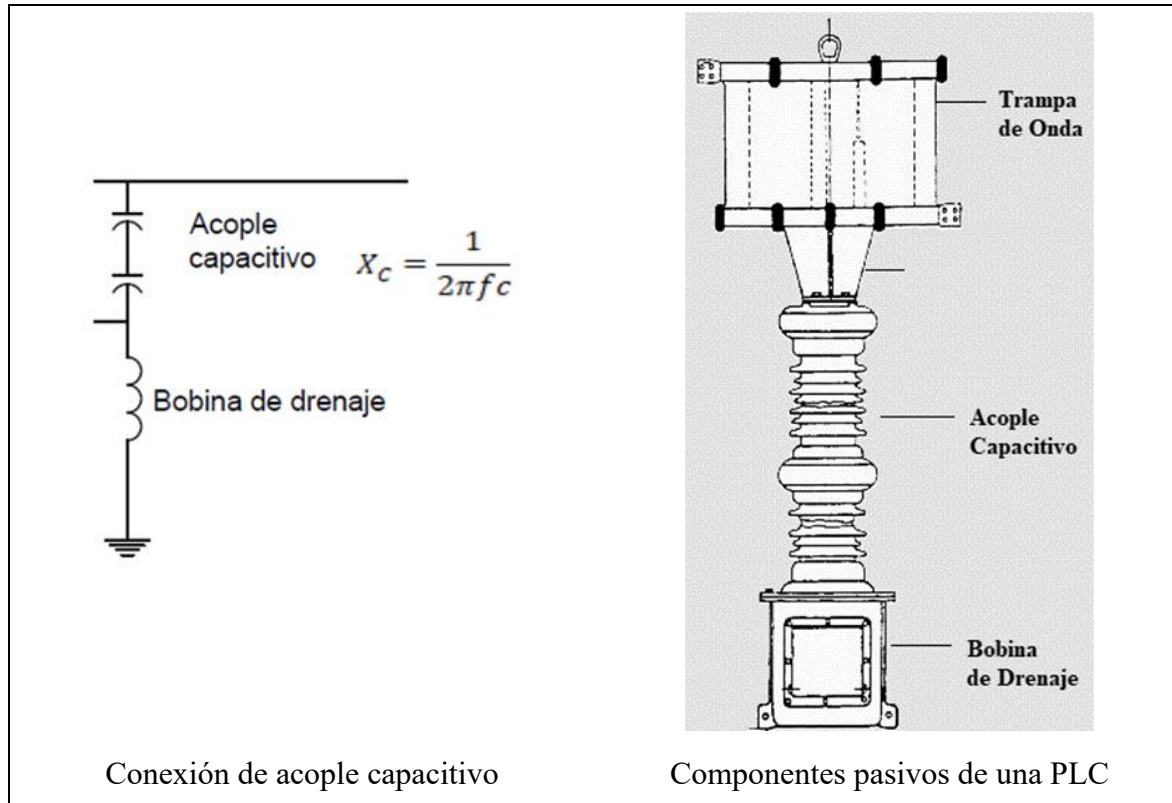


Figura 107

Sintonizador de línea

El sintonizador de línea se emplea para acercar la impedancia característica de la línea al de la línea de transmisión de potencia.

Existen diferentes maneras de PLCC dependiendo de la aplicación

- FSK
- Tone encendido/apagado
- Analógico multifuncional
- Digital multifuncional

3.8.2 Microonda Analógica/Digital

Hasta ocho kilómetros, una microonda digital es un medio de línea de vista (LOS line of sight) usualmente construida para transmitir señales digitales como voz y datos. Un sistema de microondas está compuesto por el transmisor receptor líneas de transmisión y antenas parabólicas. Puede ser afectado por las condiciones extremas del tiempo la lluvia causa atenuación de la señal.

3.8.3 Fibra Óptica, Optical Ground wire (OPGW)

Cables blindados o OPGW tienen dos funciones: remplazan el cable de tierra con fibra óptica que se usan para aplicaciones de telecomunicación.

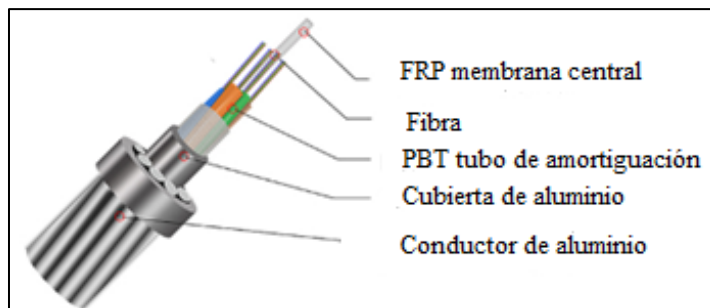


Figura 108. Partes de conductor OPGW

Debe diseñarse para soportar el estrés mecánico y lidiar con las fallas eléctricas de las líneas de potencia proveyendo de un camino hacia tierra sin dañar la sensible y delicada fibra óptica el cable. Pueden ir desde 12 hasta 144 fibras lo que permite que existan muchos canales para la comunicación y pueden rentarse a las empresas de comunicaciones.

OPGW es el medio más confiable y es la primera opción para teleprotección. Ofrece un mayor ancho de banda, puede viajar hasta 50 millas antes de necesitar repetidor. Lo negativo son los altos costos de instalación, se requiere un plan adicional y dificultades para reparar la fibra dañada.

Arquitectura de los sistemas de comunicación

Los sistemas de comunicación deben de diseñarse teniendo en cuenta la interoperabilidad entre dispositivos.

3.8.4 Protocolos en los sistemas de comunicación

Un protocolo es una serie de pasos preestablecidos que se debe realizar con el fin de permitir la coordinación entre múltiples partes. Un protocolo en los sistemas de comunicación son un conjunto de reglas o el estándar que define la sintaxis, semántica y sincronización de la comunicación entre dos o más dispositivos de un sistema. Los protocolos pueden ser implementados por hardware, por software, o por una combinación de ambos. Un protocolo es como un lenguaje que los dispositivos hablan. Los dispositivos deben de hablar el mismo lenguaje para poder comunicarse.

3.8.5 Interconexión de sistema abierto (OSI)

La organización internacional para la estandarización (ISO) en 1984 elaboró el modelo de referencia OSI, el cual es un estándar para describir redes de comunicación y sus diferentes partes que las constituyen. El modelo subdivide la arquitectura un sistema de comunicación en varias capas. Una capa es una colección de funciones similares que proporcionan servicios a la capa superior y recibe servicios de la siguiente. En cada capa, una instancia proporciona servicios a las instancias en la capa de arriba y solicita servicio de la capa de abajo. Cuando los datos se transfieren de un dispositivo a otro, cada capa agregaría la información específica a los "encabezados" y la información se descifrará en el extremo de destino.

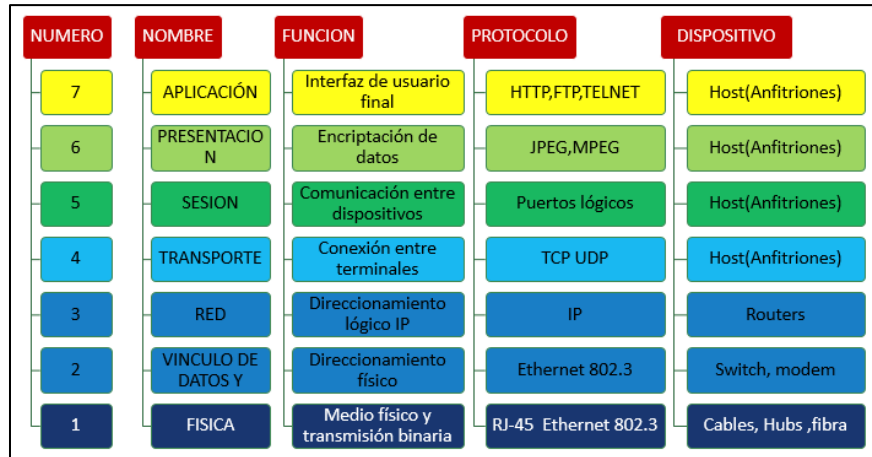


Figura 109. Arquitectura del modelo OSI

Nivel 1: Capa física

En este nivel se procura la transmisión transparente de bits a través del soporte físico en el orden definido por el nivel del enlace de la capa 2. Se definen las características eléctricas y mecánicas de las líneas de transmisión. Así como conectores o medios de enlace hardware. Se definen los sistemas de modulación y demodulación de la señal

Nivel 2: Capa de enlace de datos

Se asegura de enviar la cadena de bit entre los sistemas.

Recoge los datos de la capa 3 para formar las tramas de envío añadiendo datos de control.

Impone métodos de direccionamiento, detección y recuperación de errores

Nivel 3: Capa de Red

Se encarga de la operatividad de la red, controlando la ruta de datos entre el emisor y el receptor. Las estaciones añaden una cabecera indicando la dirección de destinos. Este nivel es encargado de traducir nombres lógicos a direcciones físicas (MAC) y controlar la congestión de la red.

Nivel 4: Capa de transporte

La comunicación ya es independiente de la red, siendo el nivel de enlace lo que quiere transmitir el usuario con la información que hay que enviar

Nivel 5 Capa de sesión.

Se establece la primera conexión entre los puntos que se quieren comunicar, solicitando el acceso a servicios para entablar una comunicación segura.

Nivel 6: Capa de presentación

Se determina el formato que tendrán los mensajes a transmitir y recibir

Nivel 7: Capa de Aplicación.

Es la interfaz entre el usuario y el protocolo de comunicación

Para lograr un entendimiento suficiente y seguro son imprescindibles los niveles 1, 2 y 4

3.8.6 Protocolos empleados en sistemas de potencia

La arquitectura de los protocolos sigue el modelo OSI los protocolos empleados son:

Protocolos privados

- SEL's Fast Meter, Fast Message, SEL ASCII.
- ABB SPAus.
- GE D.20 Link

Protocolos estándar

- ASCII
- Modbus
- DNP 3.0 (IEEE Std 1815)
- IEC 61850
- Ethernet

Protocolo ethernet

Una red Ethernet tiene la capacidad de conectar dispositivos a velocidades de hasta 100 Gbit/s. Ethernet funciona enviando paquetes de datos a la red. Estos paquetes son enviados usando "Tramas", que incluyen los datos y la dirección de donde viene y se está enviando, etiquetado VLAN, información de corrección de errores y calidad de servicio de información.

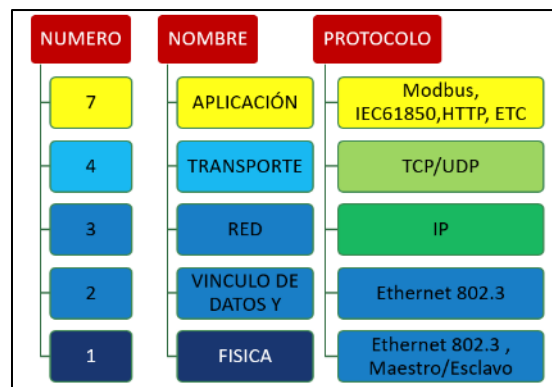


Figura 110. Arquitectura del protocolo Ethernet

Modbus

Modbus es un protocolo de solicitud-respuesta implementado usando una relación maestro-esclavo. En una relación maestro-esclavo, la comunicación siempre se produce en pares, un dispositivo debe iniciar una solicitud y luego esperar una respuesta y el dispositivo de inicio (el maestro) es responsable de iniciar cada interacción. Por lo general, el maestro es una interfaz humano-máquina (HMI) o sistema SCADA y el esclavo es un sensor, controlador lógico programable (PLC) o controlador de automatización programable (PAC). El contenido de estas solicitudes y respuestas, y las capas de la red a través de las cuales se envían estos mensajes, son definidas por las diferentes capas del protocolo.

Es un protocolo libre Maestro/Esclavo que puede implementarse con diferentes capas del modelo OSI. Modbus es una capa de aplicación de mensaje posicionada en el nivel 7 del modelo OSI

Modbus es casi siempre empleado para conectar una computadora maestro o supervisor con una terminal remota RTU o un controlador lógico programable PLC en un sistema de SCADA

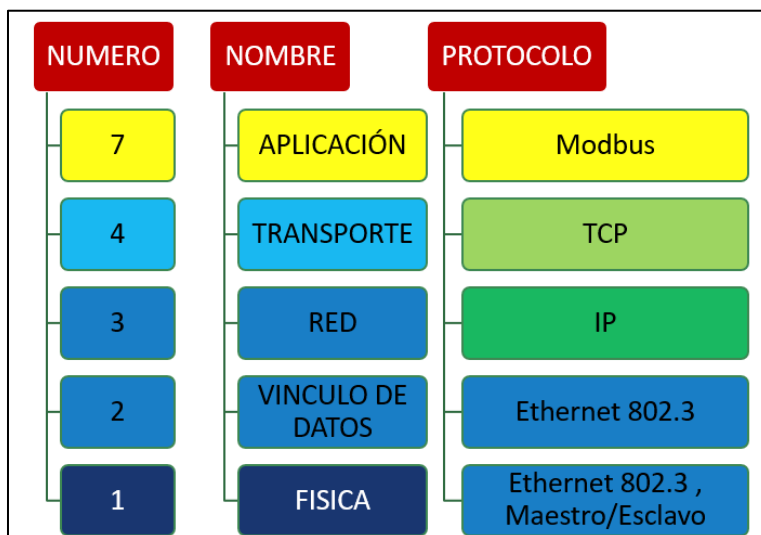


Figura 111. Arquitectura del protocolo Modbus

IEC 61850

El estándar IEC 61850, desarrollado por la IEC, define los protocolos de comunicación entre los distintos dispositivos de subestaciones eléctricas. Estos protocolos son:

- Sampled Measured Values (SMV),
- Simple Network Time Protocol (SNTP),
- Manufacturing Message Specification (MMS)
- Generic Object-Oriented Substation Events (GOOSE)

Sampled Measured Values es utilizado para proporcionar una comunicación rápida de valores de medición, protección y control. Funciona a través de Ethernet (Capa 2 OSI) y los mensajes son encapsulados como *multicast*, siguiendo una estructura de emisor-suscriptor, donde el emisor envía los datos a todos los equipos de la red y cada equipo se suscribe a los datos para acceder a los mismos.

Para la sincronización de tiempo de los dispositivos se utiliza el protocolo SNTP. Como su propio nombre indica, es una versión simplificada del protocolo NTP, utilizado en equipos que no necesitan la funcionalidad completa del protocolo. Para la transmisión de los mensajes SNTP se utiliza el protocolo UDP (Capa 4 OSI).

El protocolo MMS es la base de las comunicaciones de datos de aplicación en el estándar IEC 61850. El protocolo envía sus mensajes a través de conexiones TCP (Capa 4 OSI) y es utilizado para las comunicaciones cliente/servidor. Así, es utilizado para el intercambio de datos de la aplicación, así como parámetros de configuración de los dispositivos o datos de monitorización.

Por último, GOOSE es utilizado para la transmisión en tiempo real de eventos críticos y funciona, al igual que Sampled Measured Values, a través de mensajes *multicast* de Ethernet (Capa 2 OSI). El modelo de funcionamiento de GOOSE también sigue la estructura emisor – suscriptor.

Sel mirrored bits

Es un protocolo de comunicación relé a relé que incluye: tele-protecciones, monitoreo y control de unidades remotas, multiplexamiento de contactos. Se puede utilizar este protocolo con diferentes medios.

Este protocolo está continuamente intercambiando información de ocho puntos de datos entre dos dispositivos (cada 4 a 10 ms), mostrado en la figura. los dispositivos continuamente están monitoreando el intercambio de comunicación e información de protección usando detección de errores y reportes. Los equipos comparten información utilizando EIA-232 de puerto serie. Cada dispositivo codifica y envía el estado de sus bits del transmisor (TMBs) hacia el otro dispositivo. Cada dispositivo inspecciona y decodifica los bits de entrada antes de copiarlos en una reserva de memoria y marcarlos como recibidos Receive MIR-rored BITS (RMBs). La información es actualizada cuatro veces por cada ciclo del sistema de potencia lo que resulta en un muy método poderoso de intercambio de datos bidireccional.

Las ocho entradas virtuales RMB1-RMB8 son partes internas del relé receptor que sigue o refleja el respectivo estado de los TMB1 hasta TMB8 en salidas virtuales mostrado en la figura 142.

Lógica MIRRORRED BITS

El estado lógico de cada Receive Mirrored Bit, RMB1 hasta RMB8 e un relé, copia el estado lógico de cada Transmit Mirrored Bit respectivo TMB1 hasta TMB8 en el otro relé. un cambio de estado lógico en el TMB1 del relé dos de 0 a 1 causa que el RMMB2 del relé uno cambie del estado lógico de 0 a 1

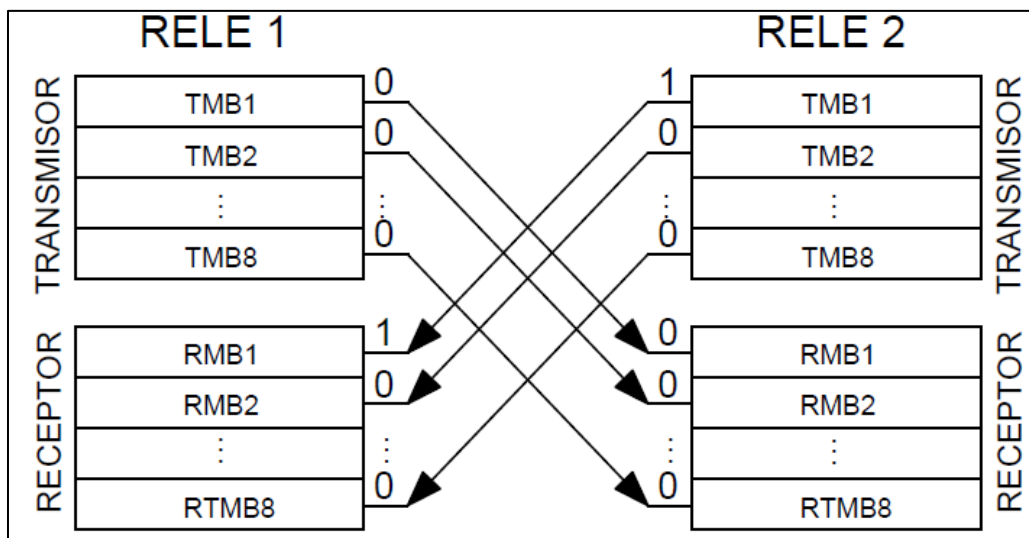


Figura 112. Operación de transferencia de información del protocolo SEL MIRRORRED

Se transmite el mensaje digital en dos bytes, cada byte del mensaje lleva parte de los ocho estados lógicos del sistema de protección, 1 bit de corrección de secuencia y 6 bit de detección de errores Cyclic Redundancy Check (CRC)

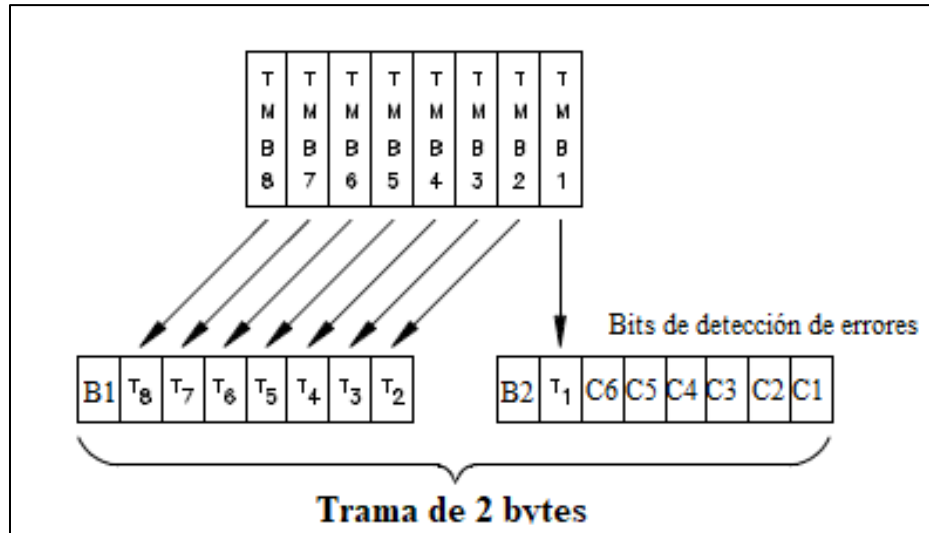


Figura 113. Configuración de trama de los bits transmitidos

CAPÍTULO 4: PROTOCOLOS PREVIOS A LA UTILIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES Y EQUIPOS DEL LABORATORIO

4.1 Descarga electrostática

Con el objetivo de proteger equipos de alto valor económico y académico, deben seguirse las siguientes recomendaciones por parte los usuarios para minimizar o eliminar las descargas electrostáticas que pudieran ocasionar daño a sus componentes.

- Antes de realizar algún procedimiento con el dispositivo, descargar la electricidad estática del cuerpo, sosteniendo un objeto metálico conectado a tierra durante unos segundos
- Para evitar la acumulación de electricidad estática en el cuerpo, usar ropa de algodón o materiales de mezcla de algodón tanto como sea posible durante las prácticas de laboratorio, ya que estos no almacenan cargas de electricidad estática tanto como los sintéticos
- Verificar que objetos de plástico, vinilo y espuma de poliestireno (vasos, paquetes de cigarrillos, envoltorios de bocadillos, libros, botellas de plástico) se encuentren lejos del dispositivo, los módulos y el área de laboratorio cuanto más se pueda
- Por ninguna razón, intentar manipular la circuitería interna del aparato
- Evitar tocar alguna parte conductora del dispositivo con las manos

4.2 Ambiente

Los dispositivos se mantendrán en todo momento dentro del laboratorio, no deben almacenarse con exposición a la intemperie. Si se almacena, debe almacenarse en un área con control de temperatura y humedad, esto se especifica a continuación.

- Temperatura de almacenamiento: -30 °C a + 70 °C
- Temperatura de funcionamiento: -20 °C a + 60 °C
- Humedad permitida (Promedio anual): Menor a 75% rel. (Hasta 95% rel. durante 56 días)
- Altitud de instalación permitida: Menor a 2000 m.s.n.m.

4.3 Seguridad e higiene ocupacional

Para la realización de prácticas de laboratorio, se buscará adoptar medidas para identificar riesgos de sufrir accidentes y proporcionar un ambiente de trabajo seguro y saludable, los instructores y estudiantes deberán seguir las normas establecidas para las prácticas a elaborarse dentro del laboratorio para mantener la seguridad al manejar electricidad, el encargado y los instructores calificados deben ser capaces de distinguir partes eléctricas energizadas expuestas y su voltajes correspondientes a los que serán expuestos.

Ante la situación global declarada por la OMS donde el virus COVID-19 es considerado pandemia por su gran impacto en las vidas y economía de las personas debido a su fácil y rápida propagación se ha considerado incluso por más expertos la posibilidad que adquiriera un carácter endémico, en vista de eso surge la necesidad de formular técnicas o acciones de prevención y seguridad para los estudiantes o personal que haga uso de los laboratorios formulados por este trabajo de graduación, es necesario que cada persona haga conciencia con la finalidad de cuidar su salud y la de los demás. Se mencionará a continuación un plan de acción con medidas de protección y mitigación contra el virus para evitar en la medida de lo posible el contagio y permitir la

formación de mejores ingenieros graduados de la Universidad De El Salvador, al realizar prácticas en relación con la protección de sistemas de potencia.

4.3.1 Reglamento general

- Mantener limpio y ordenado el lugar y puesto de trabajo: máquinas, suelos y paredes libres de desechos, derrames, virutas o papeles. Si como resultado de las operaciones que se lleven a cabo se genera algún residuo, favor de retirarlo cuidando de dejar el área de trabajo limpia.
- No portar prendas (corbatas, bufandas, pañuelos colgantes, pulseras, anillos, entre otros) que puedan dar lugar a atrapamientos por las partes móviles de las máquinas o enganches.
- Prohibido fumar en el laboratorio.
- No comer ni beber en el laboratorio.
- En el laboratorio no se deben realizar reuniones o celebraciones.
- Mantener abrochadas batas, vestidos, camisas, etc.
- Todo aquel que posea cabello largo suelto deberá sujetarlo con el fin de evitar contactos indebidos con los equipos para práctica.
- No dejar objetos personales en las superficies de trabajo.
- Revisar que el equipo de trabajo esté completo en cada mesa de trabajo.
- En caso de algún accidente relacionado con la práctica, desenergizar de manera inmediata y reportarlo al encargado en caso de ser necesario.
- En caso de alguna emergencia de origen natural, mantener la calma y diríjase a la salida de emergencia más cercana.
- Antes de entrar en el laboratorio para realizar cualquier practica el encargado deberá asegurarse que los instructores y los alumnos desinfecten primero sus manos, separen en una alfombra impregnada con desinfectante y portar su equipo de higiene personal, para posterior mente habiendo cumplido este requerimiento procedan a ingresar al laboratorio

4.3.2 Seguridad para instructores

- Revisar que el equipo de trabajo esté completo en cada mesa de trabajo.
- Antes de conectar el equipo, revisar si funciona correctamente.
- Asegurarse, antes de su uso, de que las máquinas y equipos no tienen activados los dispositivos de seguridad, enclavamiento y emergencia.
- Revisar de manera ordenada y correcta cada conexión antes de encender el equipo de prácticas.
- No utilizar herramientas ajenas a las de la práctica.
- Cada instructor es responsable del cuidado del equipo en cada sesión de laboratorio.
- En caso de algún accidente relacionado con la práctica, desenergizar de manera inmediata y reportarlo al coordinador o encargado en caso de ser necesario
- En caso de alguna emergencia de origen natural, mantener la calma y diríjase a la salida de emergencia más cercana.

4.3.3 Seguridad para estudiantes

- No utilizar el equipo para prácticas o medición sin antes de ser evaluado por el instructor
- Conocer y aplicar los procedimientos de trabajo de que se disponga en el laboratorio.

- Verifique, antes de su uso, de que las máquinas y equipos no tienen quitados los dispositivos de seguridad, enclavamiento y emergencia.
- Ante cualquier tipo de anomalía, problema o emergencia, avise al instructor a cargo, coordinador o encargado de laboratorio.
- Solicitar al instructor revisar las conexiones antes de encender el equipo para prácticas.
- Acatar recomendaciones de los instructores o encargados del laboratorio.
- En caso de algún accidente relacionado con la práctica, desenergizar de manera inmediata y reportarlo al instructor.

4.3.4 Equipo de protección personal

Los equipos de protección personal (EPP) comprenden todos aquellos dispositivos, accesorios y vestimentas de diversos diseños que emplea el trabajador para protegerse contra posibles lesiones, estos equipos constituyen uno de los conceptos más básicos en cuanto a la seguridad en el lugar de trabajo y son necesarios cuando los peligros no han podido ser eliminados por completo o controlados por otros medios, se hacen a continuación las siguientes recomendaciones de equipo a utilizar durante las prácticas de laboratorio.




Elementos y equipos de protección personal	Descripción y uso	Ilustración
Guantes	Proveen protección dieléctrica ante la manipulación de elementos electrificados. CLASE 0 (1000V) como mínimo.	
Alcohol Gel	Servirá para desinfectarse las manos antes y después de tocar cualquier equipo o dispositivo a emplear durante la práctica de laboratorio.	
Mascarilla N-95	Filtrará las partículas del ambiente en un 95% reduciendo a si las posibilidades de cualquier tipo de contagio.	

Tabla 31. Equipo de protección sugerido para la realización de prácticas de laboratorio

4.3.5 Relación entre CO₂ y aire respirado

La humanidad lleva más de un año combatiendo a un enemigo invisible. Al coronavirus no lo vemos, lógicamente, y en muchos casos tampoco sabemos si nos rodea un contagiado sin síntomas. En esta pandemia, se ha demostrado que los interiores mal ventilados son los entornos de mayor peligro, porque las partículas con virus pueden quedarse en suspensión hasta que alguien las respire. Y aunque no contamos con un aparato que advierta de la presencia de virus en el aire, podemos contar con un indicador de la calidad de ese aire: el CO₂. A mayor concentración de ese gas, que expulsamos al respirar, peor es la ventilación de la estancia. Una simple medición nos permite saber si esa habitación está cargada de aire exhalado por otras personas o si está bien ventilada, lo que reduce drásticamente el riesgo.

El aire que respiramos en exteriores, el de la calle, contiene 412 partículas por millón de CO₂ de media. Si vemos esa cifra en un medidor, el aire no ha sido respirado por nadie.






					
CO ₂	412ppm	600ppm	700ppm	800ppm	1000ppm
Aire ya respirado	0%	0.5%	0.71%	1%	1.5%
		Riesgo asumible	Riesgo asumible		Límite de la OMS

Tabla 32. Tabla de riesgo asumible según OMS

La ventilación continua y control permanente del CO₂ son dos claves para evitar el contagio en espacios cerrados al diluir la presencia de partículas contagiosas en suspensión.

Los medidores de CO₂ son instrumentos relativamente accesibles y fáciles de utilizar que miden el dióxido de carbono. También hay otros dispositivos que controlan "la calidad del aire" de forma global, La medición del CO₂ se emplea para determinar calidad del aire en la edificación, al adquirir cualquier tipo de medidor de CO₂ solo hay que asegurarse de que tengan una precisión de 50 ppm.

Se recomienda la utilización de 1 monitor inteligente de calidad de aire, que trabaja con una aplicación de Android el cual permitirá la conexión remota con el monitor de co₂ que le permitirá al encargado del laboratorio ver la cantidad de co₂ dentro del laboratorio no exceda el limite dado por la OMS.



Figura 114. Medidor de CO₂

Funciones del monitor de aire

- Conexión Wi-Fi y detección remota (solo para red Wi-Fi de 2,4 GHz), se puede utilizar con la aplicación TUYA, puedes ver hasta 2 años de lectura del historial y el intervalo de grabación de datos históricos en la nube es de 1 hora
- Soporta hasta 50 dispositivos de red, puedes comprar varios dispositivos para controlar el valor de CO2 de diferentes habitaciones
- Adopta el sensor de dióxido de carbono de doble canal NDIR, con medición de temperatura y humedad, funciona rápidamente, estable;
- Alarmas multimodo, como indicador LED, zumbador y emoticonos cómodos, cuando el valor de CO2 detectado supera los 1500 ppm, el detector sonará 3 veces, lo que significa que el valor de CO2 está fuera de la escala segura;
- Batería recargable integrada de 2400 mAh, puede durar 12 horas

También se recomienda instalación de limpiadores de aire, los purificadores de aire pueden eliminar las partículas del aire generalmente utilizando un filtro hecho de fibras de tejido apretado, con el cual pueden capturar partículas que contienen bacterias y virus y pueden ayudar a reducir la transmisión de enfermedades., pero no todos los filtros de aire son iguales. Antes de salir y comprar uno, hay algunas cosas que debes tener en cuenta.

Lo primero a considerar es qué tan efectivo es el filtro extractor de un purificador de aire. Su mejor opción es un limpiador que use un filtro de aire de partículas de alta eficiencia (HEPA), ya que estos eliminan más del 99,97% de todos los tamaños de partículas.

La segunda cosa por considerar es qué tan poderoso es el limpiador. Cuanto más grande sea la habitación, o cuantas más personas haya, más aire debe limpiarse.

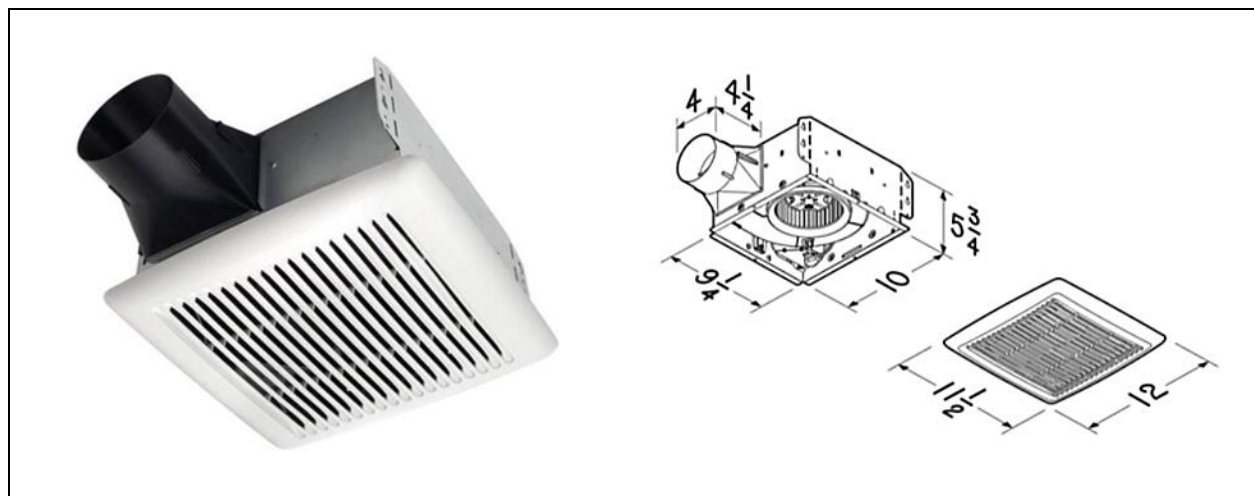


Figura 115. Extractor y purificador para Pared y Techo Broan-NuTone AE110

Características de extractor y purificador de aire

- Ventilador de alta calidad: silencioso y eficiente ventilador de escape funciona con 110 CFM y 1.0 Sones para ayudar a controlar la calidad del aire es lo suficientemente potente para habitaciones de hasta 105 S². Diámetro del conducto: 3.9 in.
- Eficiente: potente ventilación reduce y gestiona la humedad a 110 CFM.
- Fácil instalación: fácil de instalar y reemplazar el producto existente con instalaciones de retro ajuste que se pueden hacer completamente desde el lado de la habitación.

CAPÍTULO 5: DESARROLLO DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

Como se ha mencionado anteriormente la aplicación de los relés electromecánicos ha funcionado durante décadas en los sistemas de potencia debido a su confiabilidad y bajo costo, pueden considerarse la forma más simple de protección con relés, con parámetros de operación y funciones limitadas, posteriormente, con el desarrollo de la electrónica comenzaron a surgir los relés de estado sólido, con menores tamaño, peso y costo, pero tenían la desventaja de presentar fallas en sus fuentes de alimentación y componentes electrónicos, con ello no eran más confiables que sus predecesores electromecánicos, finalmente empezaron a crearse relés basados en microprocesador, mencionados anteriormente como relés digitales que introdujeron grandes mejoras en los esquemas de protección, con menores costos de instalación y mantenimiento, mayor velocidad y confiabilidad, simplificación de cableado externo debido a la lógica programable, flexibilidad a la hora de ajustar parámetros incluso desde una computadora personal y muchas más funciones incluidas en una sola unidad.

Debido a lo expuesto anteriormente, se considerado en el presente trabajo de graduación que la mejor opción para el diseño de las prácticas de laboratorio para estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador es adoptar las tecnologías actuales de los relés de protección, en este caso el relé basado en microprocesador.

5.1 Motivos para realizar pruebas a relés de protección

La filosofía de relés multifunción puede ser problemática ya que toda la protección es proporcionada por un solo dispositivo, si este falla deja al equipo sin protección. Las pruebas periódicas en relés digitales pueden ser un poco intrusivas pues el equipo usualmente debe apagarse y debe seguirse una metodología para cada elemento de protección. Una manera de simplificar esto es que los relés modernos incluyan funciones de autodiagnóstico que verifiquen varios errores de funcionamiento, sin embargo, debe tenerse presente que a pesar de esto las tarjetas de los relés no están exentas de presentar fallas, de manera que no se puede prescindir de realizar pruebas a los relés cada cierto tiempo con el objetivo de maximizar el grado de protección y minimizar el riesgo de no operación.

5.2 Tipos de pruebas en relés

De acuerdo con la necesidad o situación pueden mencionarse distintos tipos de pruebas en relés:

- Pruebas de clasificación (Type testing): Pruebas intensivas donde el fabricante efectúa un control de calidad de un relé recién fabricado, que cumpla con los estándares de rendimiento IEEE/IEC o llevar a cabo una revisión del software utilizado por el relé.
- Pruebas de aceptación: Se verifica si se seleccionó el modelo correcto y que todas sus funciones están operando como se debe, incluye pruebas funcionales de entradas, salidas, display, comunicación, en algunos casos pruebas de tiempo y disparo. Son pruebas genéricas cuyo objetivo es verificar que el equipo se entregó sin ningún daño o desperfecto.
- Puesta en marcha: Considerado como la prueba más importante durante la vida útil del relé, comprueba que esta apto para su utilización en sitio.
- Pruebas de mantenimiento: Llevadas a cabo cada cierto tiempo, verificando que el relé siga operando como debe.
- Solución de problemas: De mucha importancia cuando el relé no ha operado cuando debe o bien ha operado en condiciones de estado estable.

En general la calibración en un relé basado en microprocesador no es requerida e incluso imposible, dado que no existen componentes ajustables, si un relé no supera una prueba podrían darse 2 situaciones: alguna parte del procedimiento es incorrecta o el relé necesita ser reparado por el fabricante o reemplazado.

5.3 Técnicas de pruebas funcionales

“Dos enfoques para comprobar el rendimiento de un relé de protección son la aplicación de fallas a un sistema de potencia y la segunda el empleo de un equipo simulador avanzado” (Lackovic & Eng.). El primero es rara vez utilizado debido al peligro y alto costo potencial, resulta mucho más práctico el segundo el cual puede utilizar técnicas de sistemas de potencia analógicos o simulación matemática del sistema de potencia utilizando métodos digitales.

5.3.1 Aplicación de modelos de potencia con medios analógicos

Durante muchos años con relés electromecánicos y de estado sólido ha predominado la utilización de modelos de sistemas de potencia analógicos para líneas artificiales con corrientes significativas, pero con limitaciones sustanciales en las formas de onda tensión y corriente, no adecuadas para programas de prueba automatizados.

5.3.2 Aplicación de modelos de potencia con medios digitales

Debido a la naturaleza de los relés basados en microprocesador fue necesario la creación de una nueva generación de simuladores de sistemas de potencia, con la capacidad de representar de forma más precisa un sistema de potencia, esto permite examinar los relés de protección en una amplia gama de condiciones (sistema).

Dicho esto, los relés de protección y sus configuraciones se prueban comúnmente con hardware especializado, donde los valores simulados de corrientes y voltajes de falla se obtienen a través de un amplificador aplicado directamente al relé, se verifica su respuesta o se ajusta la configuración. Por lo general, solo se utilizan respuestas sinusoidales de estado estable, pero los transitorios pueden ser importantes. (Dyrstad, 2014)

Algunas de las ventajas al utilizar estos equipos son:

- El modelo del sistema es capaz de reproducir transitorios de alta frecuencia, como ondas viajeras.
- Los efectos de saturación de los transformadores de protección pueden simularse
- No se ven afectados por el contenido armónico, el ruido y los cambios de frecuencia en el suministro AC.
- Se pueden completar pruebas que involucran constantes de tiempo muy largas.
- Se puede definir un conjunto de rutinas de prueba en el software y luego dejar que se ejecuten sin supervisión (o solo con supervisión frecuente) hasta su finalización, con un registro completo de los resultados de las pruebas.
- Son capaces de representar el cambio en la corriente, relacionado con fallas del generador y oscilaciones de energía.

La única desventaja de este esquema es que los transformadores de protección deben probarse por separado.

Las pruebas de funcionamiento en estado estable son un proceso en el que cada elemento de un relé se prueba individualmente, un elemento a la vez, lo cual conduce a la necesidad de aislarlo cada vez que se requiera, si un elemento de relé no está habilitado, no es necesario probarlo. Los relés basados en microprocesador generalmente se prueban localmente usando una computadora portátil.

5.4 Pruebas en transformadores de protección

5.4.1 Pruebas en transformadores de corriente

Desde su fabricación los TC son sometidos a pruebas, en este caso de aceptación de acuerdo con protocolos adoptados por los fabricantes, posteriormente se les realizan pruebas de puesta en marcha a la hora instalarlos en un determinado sitio, para finalmente en caso de encontrarse en buen estado quedar operando continuamente.

Un buen transformador de corriente tiene una vida útil de décadas, incluso su duración puede ser mayor que la de los dispositivos de protección por ello la necesidad de brindar adecuado mantenimiento y realización de pruebas en forma rutinaria.

Algunas de las normas que consideran criterios de selección y pruebas en TC son las siguientes:

- IEEE C57.13 - Standard Requirements for Instrument Transformers
- IEEE C57.13.1 - Guide for Field Testing of Relaying Current Transformers
- IEC 60044-1 - Current Transformers
- IEC 60044-6 - Requirements for protective CT for transient performance
- IEC 61869-2 - Additional requirements for current transformers

Para el presente trabajo se hace énfasis en el estudio de las metodologías establecidas por IEEE.

Desmagnetización

Corrientes de gran magnitud (falla) o de naturaleza DC circulando por el primario de un transformador, un burden demasiado alto o cualquier valor de corriente circulando en el primario cuando el secundario está abierto pueden ocasionar que el núcleo se sature y por lo tanto un desplazamiento en su punto de operación de la curva de excitación y por tanto presentar error en los instrumentos de protección (disparo incorrecto u omisión de este).

Si existe motivo de sospecha de un grado de saturación en el núcleo del TC se debe llevar a cabo un proceso de desmagnetización. Incluso es recomendable realizarlo luego de finalizar las pruebas.

Método 1

Aplicación de tensión alterna variable al devanado secundario del TC, con una magnitud inicial suficiente para forzar la densidad de flujo por encima del punto de saturación para luego reducir paulatinamente la tensión hasta un valor de 0 V y sin exceder la corriente secundaria del TC.

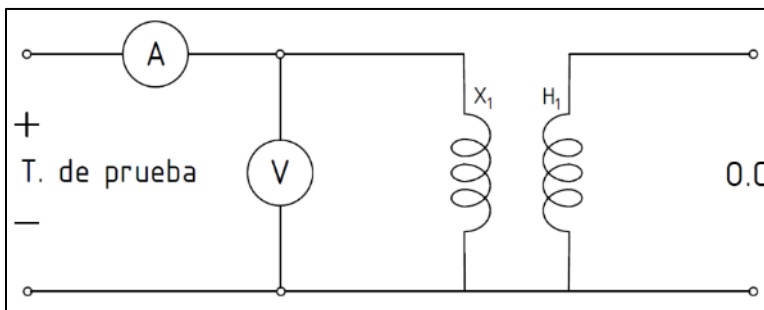


Figura 116. Circuito 1 para procedimiento de desmagnetización

Método 2

Aplicación de corriente nominal en el lado primario de TC, incrementar el valor de la resistencia a un ritmo constante el valor de dicha resistencia será tal que reduzca el valor de corriente en el secundario alrededor de un 65 a 75 %.

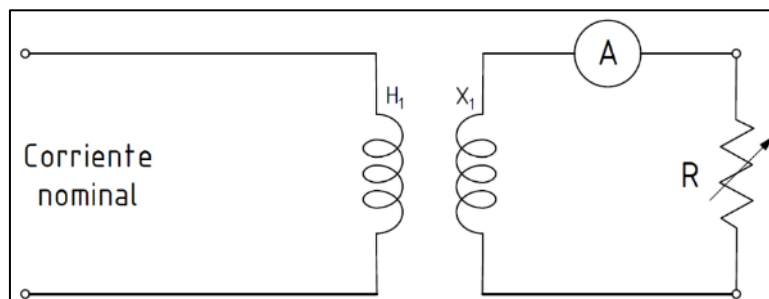


Figura 117. Circuito 2 para procedimiento de desmagnetización

Cabe mencionar que se debe tener presente que en estos procedimientos pueden presentarse altas tensiones en las terminales secundarias.

Relación de transformación

Existen 4 formas generalmente aceptadas para llevar a cabo este tipo de prueba ellas se describen a continuación.

Método de voltaje

Se aplica tensión por debajo del nivel de saturación en el devanado secundario del TC y se lee tensión en el primario con un voltímetro de bajo rango y alta impedancia ($20 \text{ k}\Omega/\text{V}$ o más), pero en ningún momento la tensión secundaria debe exceder el valor de la clase de precisión del TC, la relación de vueltas será aproximadamente igual a la relación de voltaje.

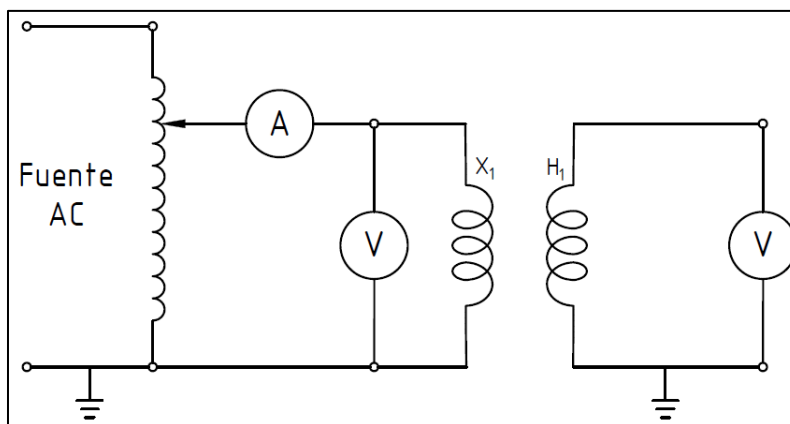


Figura 118. Circuito 1 para prueba de relación de TC

El nivel de saturación suele ser de aproximadamente 1 V por vuelta en la mayoría de los TC tipo bushing de relación baja-media. Los TC de alta relación y los TC tipo ventana utilizados en los equipos de conmutación revestidos de metal pueden tener niveles de saturación inferiores a 0,5 V por vuelta.

Método de corriente fuera de servicio

Para este método se requiere una fuente de alta corriente, un TC adicional de relación conocida con su propio amperímetro, lo mismo para el TC bajo prueba. El TC que puede conectarse en serie con el TC bajo prueba debe estar en **cortocircuito** y posiblemente desconectado de sus cargas si existe la posibilidad de daños a otros medidores o relés, o un disparo accidental de un interruptor de circuito.

Una fuente de corriente para esta prueba podría ser un transformador de carga de tensión 120/240 – 6 V con una corriente secundaria de 1200 A para 30 minutos o mayores. También se requiere un autotransformador para controlar el voltaje primario del transformador de carga.

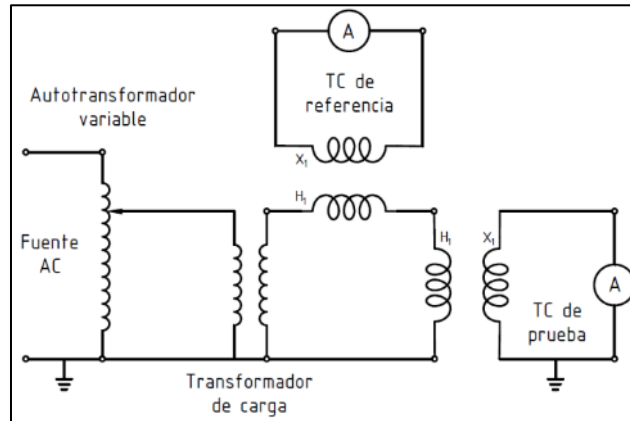


Figura 119. Circuito 2 para prueba de relación de TC

La prueba se realiza ajustando la fuente de prueba de alta corriente a una serie de valores sobre el rango deseado y registrando las corrientes en los devanados secundarios de los dos TC. La relación del CT bajo prueba es igual a la relación de vueltas del CT de referencia multiplicado por la relación de la corriente secundaria del transformador de referencia a la corriente secundaria del transformador de prueba:

$$N_T = N_R \frac{I_R}{I_T}$$

Donde: N e I representan la relación de vueltas y la corriente en los transformadores de prueba (T) y referencia (R).

Método manual de corriente en servicio

El método manual consiste en colocar amperímetros de gancho en los conductores de circuito primario y secundario del CT que se probarán y registrar simultáneamente las corrientes de los dos amperímetros. Las lecturas simultáneas son necesarias, especialmente si la carga puede variar. La relación del CT se calcula dividiendo la corriente en el devanado primario con la corriente en el devanado secundario. Por ejemplo, si la corriente en el devanado primario es 350 A y la corriente en el devanado secundario es 3.5 A, la relación CT es 100. Si la clasificación nominal del devanado secundario es de 5 A, la relación CT es de 500:1. Se advierte que este método no es confiable cuando los niveles de corriente son bajos.

Método automático de corriente en servicio

La relación del TC puede obtenerse en servicio utilizando el analizador especial, que mediante clamps calibrados (uno para medir la corriente primaria y otro, corriente secundaria), circuitos Sample and Hold capturan la lectura simultánea de amplitudes de corriente primarias y secundarias y el ángulo de fase entre ellas, un microprocesador calcula y muestra la relación en el valor medido o en el valor de mejor ajuste, la relación medida real de un circuito puede ser 398:5, lo que refleja el cambio de fase entre las cantidades primaria y secundaria, mientras que el valor de mejor ajuste se mostrará 400:5.

Las relaciones se pueden determinar en sistemas de alto voltaje utilizando un TC con clamps ópticamente acoplados, aunque actualmente estos no están disponibles en sistemas de más de 230 kV (2016).

Prueba de polaridad

Nuevamente para este tipo de prueba se cuentan con 4 métodos descritos a continuación.

Prueba de tensión DC

En esta prueba, una batería de 6 a 10 V se conecta momentáneamente al secundario del TC bajo prueba con un amperímetro o voltímetro analógico y la deflexión momentánea del instrumento indica con su sentido si las marcas coinciden con las de la figura. El medidor desviará la escala hacia el incremento cuando la batería esté conectada y se reducirá cuando la batería se desconecte.

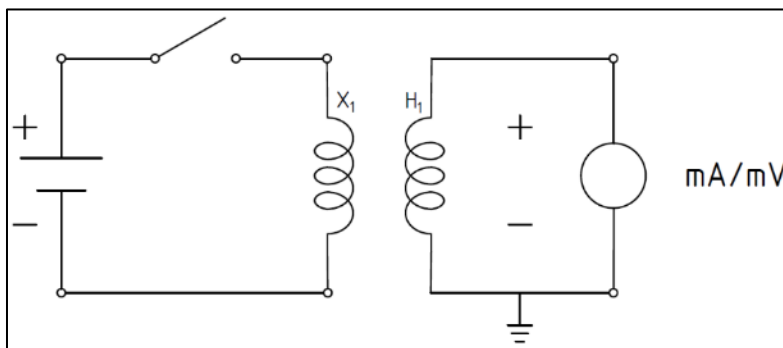


Figura 120. Circuito 1 para prueba de polaridad

Esta prueba también es válida con la batería aplicada al primario y el medidor conectado al secundario. Es aconsejable desmagnetizar el CT que se prueba mediante la impresión de voltaje de CC a través de un devanado.

Prueba de tensión AC

Este método consiste en la aplicación de tensión AC al devanado secundario del TC y se utiliza un osciloscopio para analizar las formas de onda de tensión primaria y secundaria. Para un osciloscopio de canal único realizar la conexión de las terminales verticales y horizontales de la figura, si la pendiente es positiva entonces las marcas de polaridad son las indicadas.

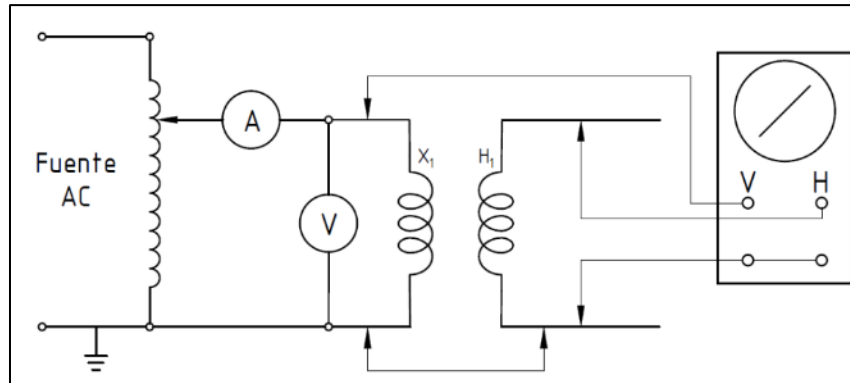


Figura 121. Circuito 2 para prueba de polaridad

Para un osciloscopio de al menos 2 canales basta con utilizar uno para cada devanado, si las señales coinciden en fase las polaridades son las de referencia.

Si el osciloscopio además está calibrado puede obtenerse la relación de transformación.

Método de corriente

En este caso se aplica corriente nominal a 2 transformadores de corriente (referencia y prueba) con el paralelo de sus devanados secundarios.

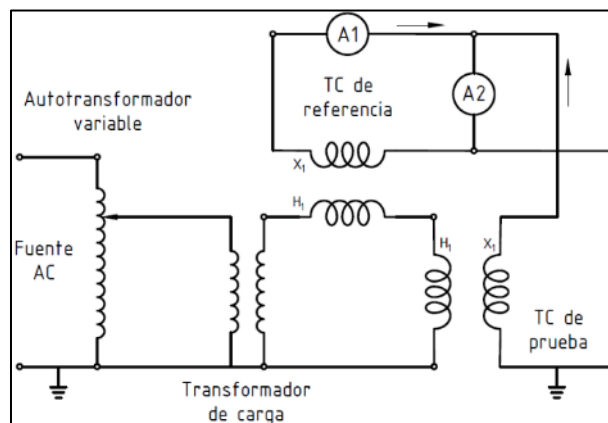


Figura 122. Circuito 3 para prueba de polaridad

Si aquí las lecturas muestran que $A2 > A1$ la polaridad es congruente con la de la figura.

Método de ángulo de fase

Los equipos más modernos son capaces de obtener ángulos de fase, esa característica puede aprovecharse para la obtención de la polaridad de un TC, estos se encargan de capturar y registrar los datos de prueba, así como graficar e imprimir automáticamente las pruebas de excitación, la relación y la polaridad.

Sin embargo, aún depende del usuario determinar que todos los cables de prueba se han conectado correctamente con la observancia correcta de las polaridades de los cables de prueba.

Una manera de llevar a cabo esta medición implica la aplicación de una tensión de prueba (menor a la de saturación) al devanado secundario, referenciando a tierra uno de los terminales de cada devanado para emplear un medidor de fase.

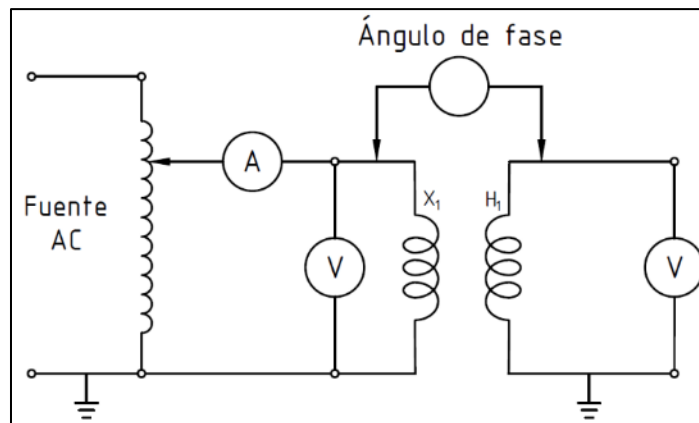


Figura 123. Circuito 4 para prueba de polaridad

Si el resultado muestra un valor cercano a 0 grados por ejemplo 357, en lugar de valores cercanos a 180, la polaridad coincide con la de la figura.

Prueba de excitación

Este tipo de prueba suele ser una herramienta muy útil para detectar problemas eléctricos, mecánicos, magnéticos, comprobar que el TC opere en forma esperada según su carga, la curva que se obtenga de aquí debería mostrar posibles desviaciones con la proporcionada por el fabricante debido a algún desperfecto relacionado con sus devanados o posibles deformaciones. La prueba es aplicable en transformadores de corriente clases C y T.

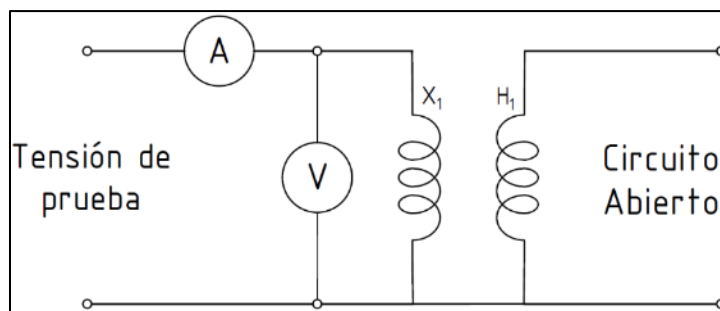


Figura 124. Circuito base para prueba de excitación

Tal como se muestra en la figura se aplica una tensión AC en el secundario, comenzando por un valor ligeramente superior al de saturación que luego se va disminuyendo, esto mientras el devanado primario se encuentra abierto, se utiliza un amperímetro RMS y un voltímetro de valor medio para reducir el efecto de armónicos de la impedancia no lineal del devanado, sin embargo, este debe ser calibrado para mostrar lecturas de uno RMS, con los valores de corriente de excitación y tensión secundaria se genera la curva poco a poco la curva de excitación.

Este método también puede ser realizado energizando el lado primario con una fuente de gran corriente ploteando así la tensión de circuito abierto secundaria vs la corriente de excitación primaria (aplicando la relación de transformación).

Como precaución se debe evitar llevar la tensión secundaria a niveles por encima de saturación durante más tiempo del necesario.

Medición de resistencia interna

El devanado interno y resistencia del conductor (hasta caja de conexiones secundarias) de un TC puede medirse con un puente de resistencias o un medidor especializado de baja resistencia. Alternativamente un circuito tradicional V-A similar al de la figura, con la utilización de una tensión DC, un multímetro con la resolución suficiente para valores del orden de los 100 mV puede utilizarse para mediante ley de Ohm obtener finalmente el valor.

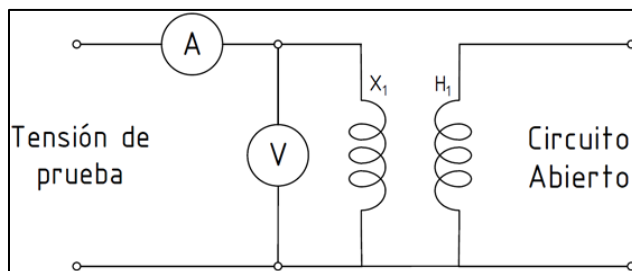


Figura 125. Circuito para medición de resistencia interna

Medición de burden externo

La manera más precisa de evaluar el burden es con el valor de corriente nominal secundaria y medición de la tensión en la carga conectada, un medidor de ángulo de fase puede utilizarse si se desea conocer las componentes reales y reactiva del TC.

Un valor aceptable confirmaría el buen estado, cableado y buen contacto del burden.

5.4.2 Pruebas de transformadores de potencial

Las pruebas de transformadores de instrumentación son de gran importancia ya que sirven para garantizar una buena calidad y rendimiento de los transformadores tanto de medición como de protección, mediante las pruebas aplicadas antes de su uso inicial pueden reducirse significativamente los riesgos de confundir los transformadores destinados para medida y los que serán empleados para protección o incluso llegar a mezclar las conexiones, al mismo tiempo pueden detectarse los daños en el interior de un transformador causados durante el transporte, si hacemos un adecuado mantenimiento y realización de pruebas de forma rutinaria durante todo el ciclo de vida de los dispositivos prolongaremos la vida útil de los transformadores de instrumentación.

Las normas que utilizaremos para considerar criterios de selección y pruebas en Transformadores de potencial son las siguientes:

IEEE C57.13

IEEE C57.13.6

Medición de impedancia de cortocircuito del transformador de voltaje

En servicio normal los transformadores de voltaje operan a altas densidades de flujo magnético, pero para poder realizar esta prueba se hace necesariamente a bajas densidades de flujo magnético, de esta manera la impedancia obtenida sirve para poder calcular la relación de transformación y el ángulo de fase.

La impedancia de cortocircuito se puede medir con el método de vatímetro, voltímetro y amperímetro.

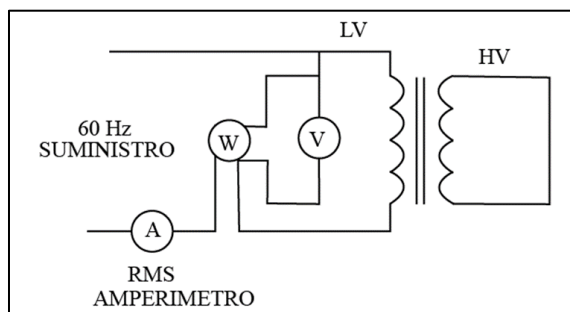


Figura 126. Circuito para medir la impedancia con el método de vatímetro, voltímetro, amperímetro

Prueba de polaridad

De acuerdo con IEEE C57.13 un método para llevar a cabo esta prueba es mediante la Comparación con un transformador de polaridad conocida.

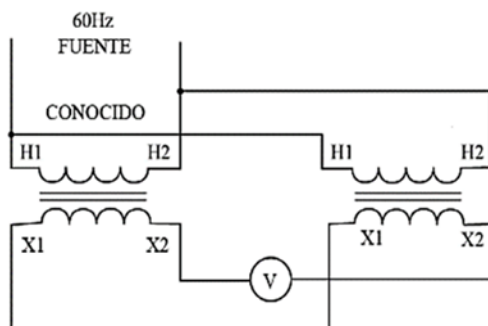


Figura 127. Circuito para prueba de polaridad en TP

Para poder determinar la polaridad en los transformadores de potencial primeramente se deben de tomar las precauciones de seguridad ya que las altas tensiones estarán presentes en los terminales de alta tensión de ambos transformadores, dicho lo anterior se procederá a hacer cada uno de los siguientes literales

- Se conectan en paralelo los devanados de alta de los dos transformadores (Figura 127), el H1 del transformador de polaridad conocida con el H1 del transformador de polaridad desconocida, del mismo modo con los H2 de ambos transformadores.
- Se conectarán los devanados de baja a través de un voltímetro, conectando X1 del transformador con polaridad conocida al X1 del transformador de polaridad desconocida y las X2 de ambos transformadores a través de las terminales del voltímetro.
- Se energizará el circuito en los terminales H1-H2 desde una fuente de voltaje controlado a 60 Hz.

- Si la lectura del voltímetro es cero la polaridad en el transformador desconocido es la marcada, pero si el voltímetro lee la suma de los voltajes de los devanados de baja vuelta, la polaridad del transformador desconocido es invertido.

Prueba de resistencia de corto circuito

Esta prueba se efectúa con el fin de demostrar que el diseño y la construcción de los transformadores de potencial tienen la capacidad de soportar sin daños los efectos mecánicos y térmicos de un cortocircuito externo para la duración de 1s.

Para la adecuada elaboración de esta prueba el transformador deberá estar a una temperatura de 10° C y 30° C.

Se aplicará un cortocircuito durante 1s en el devanado secundario, durante el cortocircuito, el valor eficaz de la tensión aplicada en los terminales primarios del transformador no debe de ser menor que el voltaje nominal, en los casos que el transformador tenga más de un devanado secundario, o sección, o con tomas la conexión para la prueba será acordada entre el fabricante y el comprador, se considerará que el transformador ha pasado esta prueba si después de enfriar a temperatura ambiente cumple los siguientes requisitos:

- No está visiblemente dañado
- Sus errores no difieren de los registrados antes de efectuar las pruebas en más de la mitad de error en su clase de precisión.
- El aislamiento junto a la superficie de ambos, el primario y el secundario los devanados no muestran un deterioro significativo (por ejemplo, carbonización).

Pruebas de resistencia de frecuencia industrial en bobinados primarios

Para realizar esta prueba la frecuencia de la tensión debe aumentarse por encima del valor nominal para evitar la saturación del núcleo, la duración de dicho ensayo será de 60s, sin embargo, si la frecuencia de la prueba excede el doble de la frecuencia nominal la duración de la prueba puede reducirse en 60s

$$\text{duracion de la prueba (en seg.)} = \frac{\text{dos veces la frecuencia nominal}}{\text{frecuencia de prueba}} \times 60$$

Mediciones de relación de transformación y ángulo de fase y cálculos para TP

Existen diferentes métodos disponibles para calcular la precisión de los transformadores de tensión para diferentes circunstancias (cargas). Estos métodos, utilizan impedancias del bobinado y la excitación del núcleo característico, tienen ciertas limitaciones y por consiguiente los resultados son menos precisos que los métodos que emplean una combinación de dichas pruebas y cálculos.

Los métodos más recientes, hacen uso de mediciones reales de ratios y ángulo de fase con cero cargas y otra con una carga dentro los niveles máximos establecidos en el standard, estos métodos producen resultados con un alto grado de precisión. Esto es posible debido a que ambos, la relación de transformación y el ángulo de un transformador de tensión arroja líneas rectas cuando es graficado contra una corriente secundaria a una tensión, factor de potencia y frecuencia establecidas previamente.

5.5 Pruebas con relés de protección

La metodología a seguir en el presente trabajo de graduación para el planteamiento de pruebas de laboratorio será mediante la utilización de un probador de relés, un dispositivo especial capaz de generar tensiones y corrientes secundarias tal como si provinieran de transformadores de potencial o de corriente, estos deben contar como mínimo con 3 salidas de tensión y 3 salidas de corriente, salidas binarias para simular posiciones de breaker y entradas binarias para recibir señales de disparo provenientes del relé bajo prueba, así como un timer.

Estos probadores de relé son tan versátiles hoy en día, pues su incluyen módulos para los diferentes elementos de protección que puedan incluir los relés, sin importar su marca, modelo e incluso tecnología de operación, además tal como se mencionó anteriormente su utilización se hace en conjunto con una computadora portátil para controlar el software y utilizar el probador de forma ordenada, la conexión utilizada es usualmente un cable USB o Ethernet.

Una conexión esquemática del probador-relé se muestra a continuación.

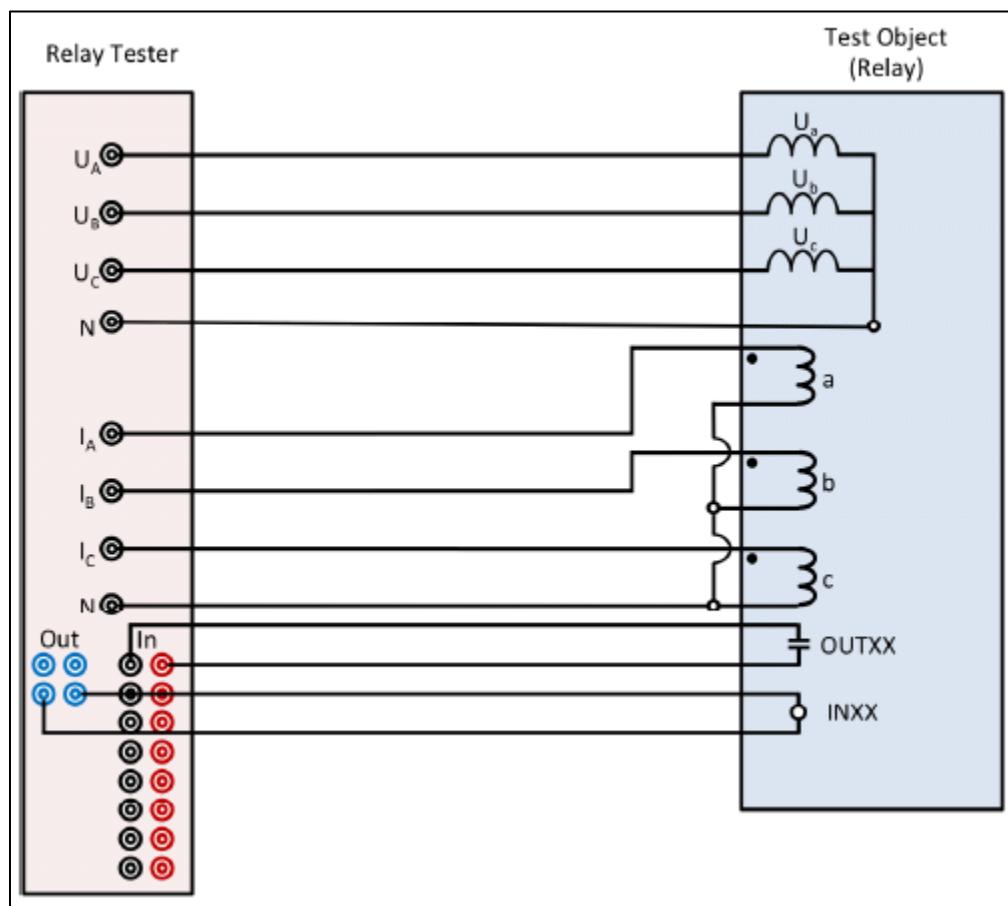


Figura 128. Conexión probador-relé

5.6 Especificación de equipos de laboratorio

5.6.1 Probador de transformadores de corriente “CT Analyser” de OMICRON®

Equipo para evaluación, calibración y pruebas en transformadores de corriente durante su línea de producción, aceptación de fabricante, puesta en marcha, mantenimiento y rutinarias.

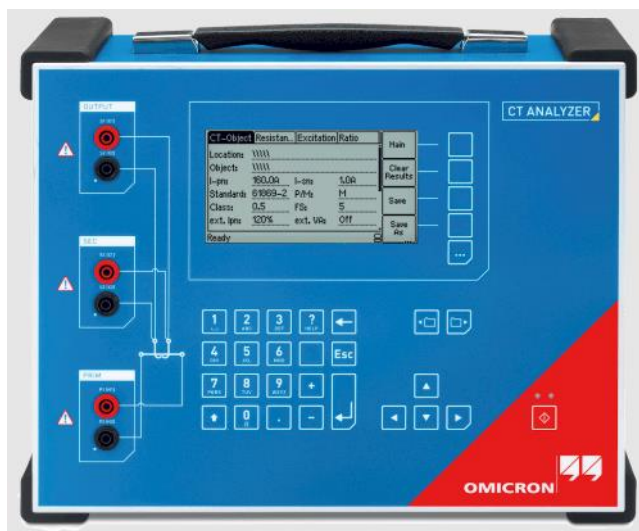


Figura 129. Vista frontal de CT Analyser

Funcionamiento y funciones

- Inyección de señales de prueba *baja* en el lado secundario del TC
- Determinación de parámetros del circuito del TC
- Identificación de parámetros relevantes de rendimiento del CT
- Evaluación del TC en función de la norma seleccionada IEEE o IEC
- Determinación de parámetros de placa de características del TC
- Desmagnetización del TC después de las pruebas
- Medición de relación de transformación y fase
- Medición de resistencia del devanado primario y secundario
- Obtención de curva de excitación
- Obtención de Error compuesto (ALF, ALFi, FS, FSi, Vb)
- Medición de Burden (Impedancia de la carga)
- Evaluación de magnetismo residual y remanencia
- Evaluación inmediata buena/mala
- Esquemas de cableado e instrucciones desde HMI
- Fácil conexión con computadora portátil mediante USB o cable ethernet
- Software con múltiples módulos según profundidad de análisis, generación de informes

Ventajas y desventajas respecto al resto de métodos de prueba

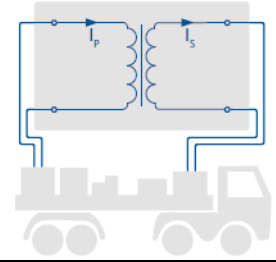
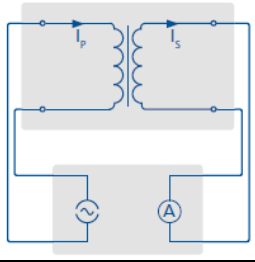
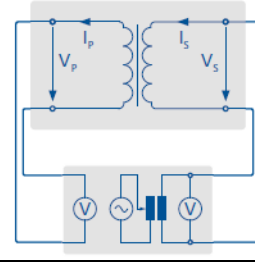
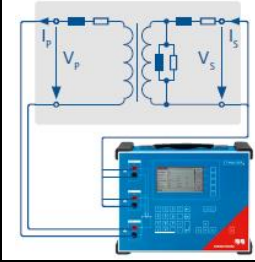
Método	Inyección de corriente nominal primaria	Inyección de corriente primaria	Inyección de tensión secundaria	Pruebas basadas en modelos
Uso	En fábricas, laboratorios de calibración, montado en sitio de camión de prueba.	Puesta en marcha si no es requerida alta precisión	Puesta en marcha o mantenimiento si basta el chequeo simple de integridad del TC	En todas las etapas de la vida útil del TC
Principio				
Seguridad	Se requieren muy altas corrientes (nominales y sobrecorriente)	Corrientes de hasta 1000 A	Tensiones de hasta 2 kV, incluso mayores	Tensiones de hasta 120 V
Exactitud	Alta	Insuficiente para TC de alta exactitud	Insuficiente para TC de alta exactitud	Adecuado para todas las clases incluida 0.1
Movilidad	~2 Toneladas (Fuentes alta corrientes, cables pesados, etc.)	Mayor a 30 kg	~20 kg	~ 8 kg
Manejo	Requiere de varias personas la configuración de las pruebas	Requiere recableado entre pruebas únicas, evaluación manual de resultados	Requiere especial atención al cableado de MT, evaluación manual de resultados	Prueba con 1 solo botón, evaluación automática, informe integrado, rápido (~ 1 min.)

Tabla 33

Especificaciones técnicas

Exactitud

- Relación: 1 ...2000 error 0,02 % (típica) / 0,05 % (garantizada)
- Relación: 2000 ...5000 error 0,03 % (típica) / 0,1 % (garantizada)
- Relación: 5000 ...10000 error 0,05 % (típica) / 0,2 % (garantizada)

Desplazamiento de fase

- Resolución: 0,1 min
- Exactitud: 1 min (típica) / 3 min (garantizada)

Resistencia del devanado

- Resolución: 1 m Ω
- Exactitud: 0,05 % (típica) / 0,1 % + 1 m Ω (garantizada)

Alimentación eléctrica

- Tensión de entrada: 100 VCA ... 240 VCA
- Tensión de entrada permitida: 85 VCA ... 264 VCA
- Frecuencia: 50/60 Hz
- Frecuencia permitida: 45 Hz ... 65 Hz
- Potencia de entrada: 500 VA
- Conexión Conector: CA estándar (IEC 60320)

Salida

- Tensión de salida: 0 ... 120 V
- Corriente de salida: 0 ...5 Aefi (15 Apico)
- Potencia de salida: 0 ... 400 VAefi (1500 VApico)

Datos mecánicos

- Dimensiones (D×W×H): 360×285×145 mm.
- Peso: 8 kg (sin accesorios)

Condiciones ambientales

- Temperatura de funcionamiento: -10 °C ... + 50 °C
- Temperatura de almacenamiento: -25 °C ... + 70 °C
- Humedad relativa: de 5 % ... 95 %
- Sin condensación

5.6.2 Transformador de corriente AD23/N1 de Schneider Electric

Single secondary protection CT					
Insulation level and frequency	Transformation ratio A / A	Short-time thermal current kA x 1 s	Power and accuracy class (possible double use)	Type	Reference
Ur 24 kV Ud 50 kV - 1 min Up 125 kV peak fr 50/60 Hz	25 / 5	16	7.5 VA 5P10	AD22/N1	03811411N0
		16	15 VA 5P10 - 7.5 VA 5P20	ARJD/N1	03811412N0
		20	7.5 VA 5P10	AD22/N1	03811414N0
		20	15 VA 5P10 - 7.5 VA 5P20	ARJD/N1	03811415N0
	50 / 5	20	7.5 VA 5P10	AD21/N1	03811417N0
		16	15 VA 5P10 - 7.5 VA 5P20	AD22/N1	03811418N0
		20		AD22/N1	03811420N0
		20		ARJD/N1	03811422N0
		20	7.5 VA 5P10	ARJD/N1	03811423N0
		20		AD21/N1	03811425N0
	75 / 5	16		AD22/N1	03811426N0
		16	15 VA 5P10 - 7.5 VA 5P20	AD21/N1	03811428N0
		25	7.5 VA 5P10	AD22/N1	03811429N0
		25	15 VA 5P10 - 7.5 VA 5P20	AD21/N1	03811431N0
		31.5	7.5 VA 5P10	AD22/N1	03811432N0
		31.5	15 VA 5P10 - 7.5 VA 5P20	AD21/N1	03811433N0
		40	7.5 VA 5P10	ARJD/N1	03811434N0
		40	15 VA 5P10 - 7.5 VA 5P20	AD21/N1	03811435N0
		25	7.5 VA 5P10	AD22/N1	03811437N0
		25	15 VA 5P10 - 7.5 VA 5P20	AD21/N1	03811438N0
	100 / 5	31.5	7.5 VA 5P10	AD22/N1	03811440N0
		31.5	15 VA 5P10 - 7.5 VA 5P20	AD21/N1	03811441N0
		25		AD21/N1	03811444N0
		31.5		AD21/N1	03811446N0
	200 / 5	40	7.5 VA 5P10	AD21/N1	03811448N0
		40	15 VA 5P10 - 7.5 VA 5P20	AD22/N1	03811449N0
		40		AD21/N1	03811451N0
		40		AD21/N1	03811453N0
400 / 5	40		AD21/N1	03811455N0	
600 / 5	50		AD21/N1	03811457N0	
750 / 5	50		AD23/N1	03811459N0	
1000 / 5	50	10 VA 5P20	AD23/N1	03811461N0	
1250 / 5	50		AD23/N1	03811463N0	
1500 / 5	50	15 VA 5P20	AD23/N1	03811465N0	
2000 / 5	50		AD23/N1	03811467N0	
2500 / 5	50		AD23/N1	03811469N0	

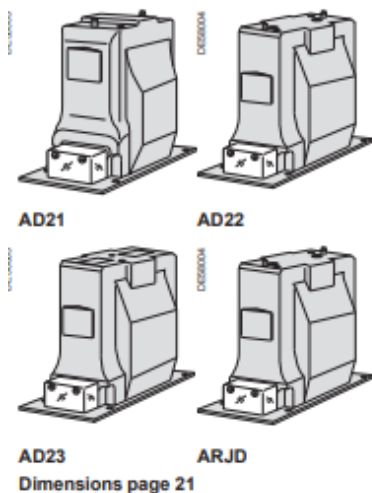


Figura 130. TC de protección AD23/N1 tipo interior

5.6.3 Relé de distribución EDR-5000 de Eaton©

El relé de protección EDR-5000 multifuncional, basado en microprocesadores para circuitos de alimentador de todos los niveles de voltaje a nivel de distribución. Se puede usar como protección primaria en alimentadores, líneas principales y aplicaciones de interruptor de enlace; o como protección de respaldo para transformadores, líneas de alto voltaje y protección diferencial.



Fig. 1. Relé basado en microprocesador Eaton EDR-5000

Características y funciones

- Medición, protección y control completos en una única caja compacta que reducen el espacio del panel, el cableado y los costos.
- La función integral de pruebas reduce el tiempo y los gastos de mantenimiento.
- Los enclavamientos selectivos de zona mejoran la coordinación y el tiempo de disparo, y ahorran dinero en comparación con un esquema diferencial de barra colectora tradicional.
- Reducción de tiempo de solución de problemas y los costos de mantenimiento: el registro de eventos y disparos en una memoria no volátil proporciona información detallada para análisis y restauración del sistema. Los 6000 ciclos de captura de forma de onda ayudan en el análisis posterior de fallas (se puede ver con el software Powerport-E).
- Mínimo tiempo de reemplazo: bloques terminales desmontables ideales para entornos industriales.
- El interruptor se abre o se cierra desde la placa frontal o de manera remota mediante comunicaciones.
- Solución de problemas fácil y rápida, mejores procedimientos de mantenimiento y mayor seguridad de dispositivos. Proporciona capacidad de rastreo detallada para cambios de configuración del sistema.
- La generación de informes y el autodiagnóstico de los relés reduce el tiempo de servicio y mejora la solución de problemas.
- El monitoreo de circuitos de disparo de interruptores aumenta la confiabilidad de la operación de los interruptores.

Especificaciones técnicas

Cubierta

- WxHxD: 212.7x183x208 mm

Medición de corriente de fase y tierra

- Corrientes nominales: 1 A / 5 A
- Rango de medición Max: Hasta 40xIn (Fase), 25xIn (Tierra), 2.5xIn (Tierra sensible)
- Capacidad de carga continua: 4 x In / continuamente
- Prueba de sobrecorriente: 30xIn/10s, 100x/1s, 250xIn/10ms
- Rango de frecuencia: 50 Hz / 60 Hz \pm 10%
- Terminales: Terminales de tipo tornillo con cortocircuitos integrados (contactos)
- Secciones transversales de conexión: 1 x o 2 x 2,5 mm² (2 x AWG 14) con cable 1 x o 2 x 4,0 mm² (2 x AWG 12) con anillo.

Fuente de alimentación de control

- Voltaje auxiliar: 24-270 VDC / 48-230 VAC con tolerancias (-20/+ 10%)

El suministro de voltaje debe estar protegido por un fusible de:

- Fusible en miniatura con retardo de 2,5 A de aproximadamente 5 x 20 mm (1/5 x 0,8 pulg.) Según IEC 60127
- Fusible en miniatura con retardo de 3,5 A de aproximadamente 6,3 x 32 mm (1/4 x 1 ¼ pulg.) De acuerdo con UL 248-14

Medición de voltaje y voltaje residual

- Voltajes nominales: 100 V/110 V/230 V/400 V configurables
- Rango de medición Max: 2 x voltaje nominal
- Capacidad de carga continua: 2 x voltaje nominal (800 Vac)
- Medida de frecuencia: 60 Hz

Suministro de voltaje

Voltaje Aux: 24-270 Vdc / 48 - 230 Vac (-20 / + 10%)

El suministro de voltaje debe estar protegido por un fusible de:

- Fusible en miniatura con retardo de tiempo de 2,5 A 5 x 20 mm (aprox. 0,2 x 0,8 pulg.) Según IEC 60127
- Fusible en miniatura con retardo de 3,5 A de 6,3 x 32 mm (aprox. 0,25 x 1,25 pulg.) Según UL 248-14

Consumo de energía

- Máximo: 13W a un suministro de 24-270 VDC
- Máximo: 13 VA a un suministro de 48-230 VAC

Entradas digitales

Tensión de entrada máxima: 300 VDC/259 VAC

Salidas de relé

Corriente continua: 5 A AC/DC

Elementos de sobre intensidad de fase:

- Tres elementos instantáneos con temporizadores (50P [1], 50P [2] y 50P [3])
- Tres elementos de sobre intensidad de tiempo inverso (51P [1], 51P [2] y 51P [3])

Protección de sobrecorriente direccional

El relé de protección de distribución EDR-5000 proporciona una completa protección de sobre intensidad direccional trifásica y de tierra. Hay 8 elementos de sobrecorriente de tierra independientes. Los elementos de tierra "X" utilizan la corriente de tierra (o neutra) medida independientemente de una entrada de detección de corriente separada. Los elementos de tierra "R" utilizan una Corriente residual calculada $3I_0$ obtenida de la suma de la corriente trifásica corrientes.

Esta corriente calculada podría usarse para el neutro o corriente de tierra en un sistema trifásico de 4 hilos. Cada una de las fases y los elementos de sobrecorriente de tierra se pueden seleccionar para operar en corriente fundamental o RMS.

La dirección de fase es una función que se utiliza para supervisar todos los elementos de corriente de fase. elementos (50, 51). Un voltaje en cuadratura se compara con un correspondiente corriente de fase para establecer la dirección de la falta. Esta función es seleccionable para operar en la dirección de avance, retroceso o ambas direcciones.

La dirección de tierra se utiliza para supervisar los elementos de corriente de tierra y se logra usando tierra, secuencia negativa o residual, corrientes supervisadas por voltajes de secuencia cero, negativa o positiva o corriente de tierra. Esta función se puede seleccionar para operar en avance, inversa o en ambas direcciones.

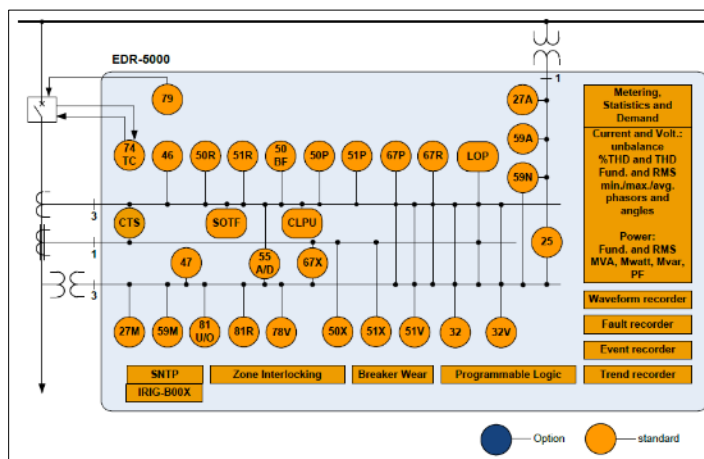


Figura 131. Descripción funcional de relé para el laboratorio

Especificación de modelo según catalogo

El número de catálogo por elegir del manual del fabricante tiene el formato EDR5000-XXXX, dependiendo de sus características eléctricas y funciones, en este caso se ha optado por el **EDR5000A0CA0** que implica 8 entradas digitales, 11 salidas, terminales removibles, zone interlocking, corriente de fase de 5 o 1 A, corriente de tierra de 5 o 1 A medición estándar, rango de la fuente de poder de 19-300 VDC o 40-250 VAC, comunicación Modbus TCP + DNP3.0 (Ethernet 100MB / RJ45), revestimiento por defecto, montaje estándar.

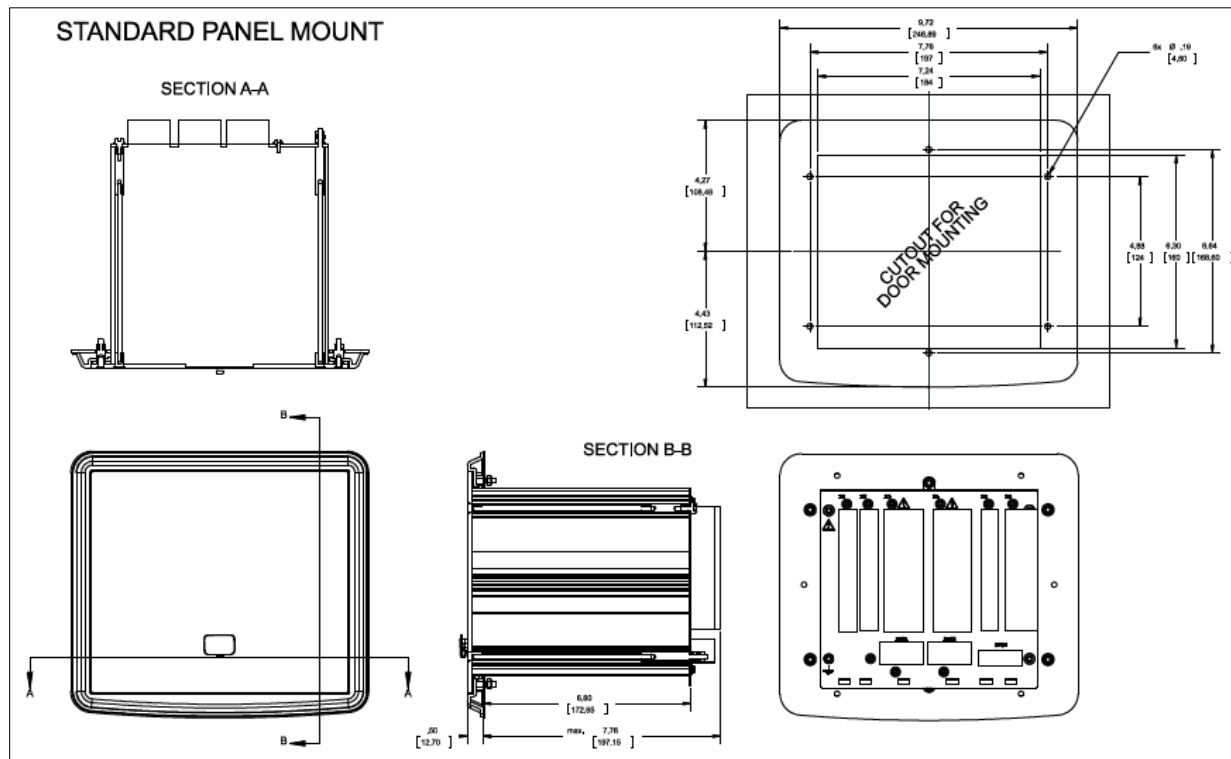


Figura 132. Montaje estándar para relé EDR-5000 Fuente: Eaton Corporation, EDR-5000 User manual.

Donde la carcasa y la tarjeta de alimentación deben ir aterrizadas de forma independiente;

Elemento	Conductor de tierra
Carcasa	AWG 12-10
Tarjeta de alimentación (Slot X1)	AWG 14

Tabla 34

Slots del dispositivo

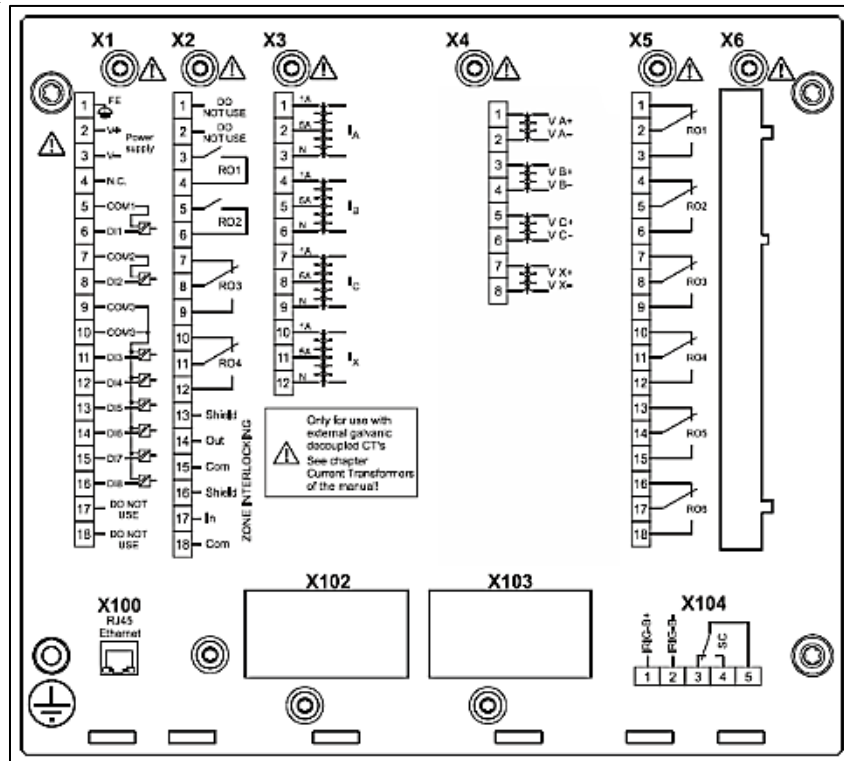


Figura 133. Esquema general de slots del EDR-5000, Fuente: Eaton Corporation, EDR-5000 User manual.

Slot X1: Tarjeta de alimentación con entradas digitales

Disponible con la variante (DI8-X1): Este grupo de montaje comprende una fuente de alimentación de amplio rango; y dos entradas digitales no agrupadas y seis (6) entradas digitales (agrupadas).

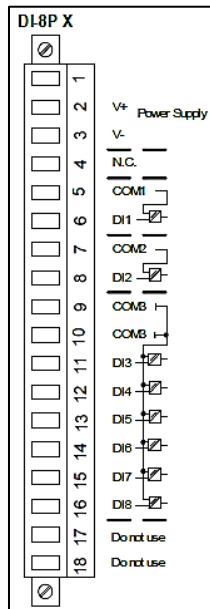


Figura 134. Slot X1: Power Supply, Fuente: Eaton Corporation, EDR-5000 User manual.

Las entradas de tensión auxiliar (unidad de alimentación de amplio rango) no están polarizadas y el dispositivo puede estar provisto de voltaje AC o DC.

AC [V]	DC [V]
110 (-20/+10%)	24
230 (-20/+10%)	48
	60
	120
	240

Tabla 35. Niveles de tensión de entradas digitales del relé

Donde un valor por encima del 80% de este umbral es interpretado como “1” lógico y su valor por debajo del 40% se detecta como un “0” lógico.

Slot X2: Tarjeta de salidas de relé y Zone Interlocking

Disponibles con la variante RO-4Z X, que incluye 4 salidas digitales (2 de forma A y 2 de forma B) y Zone interlocking.

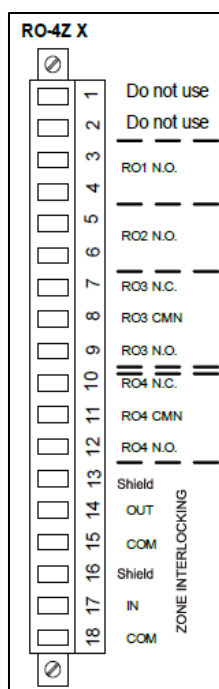


Figura 135. Slot X2: Salidas de relé y Zone Interlock, Fuente: Eaton Corporation, EDR-5000 User manual.

Slot X3: Entradas de medida del TC

Para este caso se tiene en 2 variantes medición de tierra estándar o sensitiva, para el caso de tarjeta de medida de corriente de tierra estándar esta cuenta con cuatro entradas de medición de corriente: tres de fase y una para corriente de tierra⁹. Cada una de las entradas de corriente tiene una entrada de medición para 1 A y 5 A. La entrada para la medida de la corriente de tierra puede

⁹ Esta última puede ser medida utilizando un transformador de secuencia cero o bien calcularse de la suma de las corrientes de fase (conexión residual).

conectarse a un transformador de corriente de secuencia cero, o alternativamente, es posible conectar la ruta de la corriente de suma de los transformadores de corriente de fase a esta entrada (conexión residual).

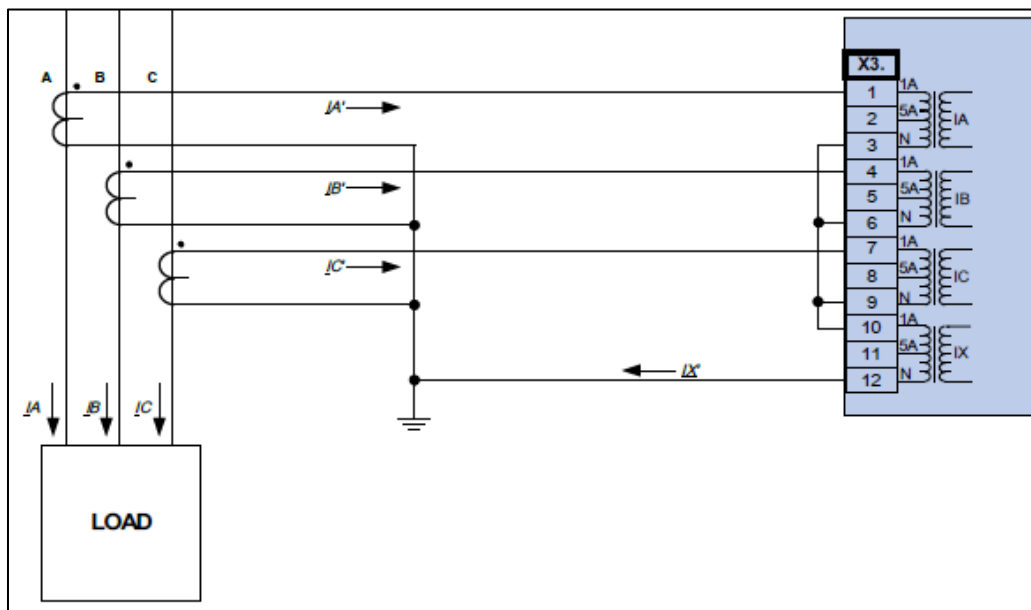


Figura 136. Ejemplo de esquema de conexión con TCs y relé EDR-5000, Fuente: Eaton Corporation, EDR-5000 User manual

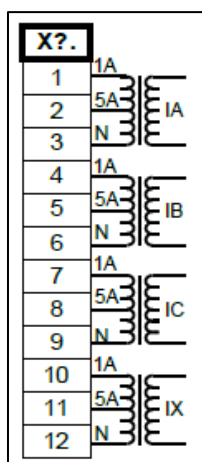


Figura 137. Slot X3: Entradas del TC

Slot X4: Entradas de medida del TP

El dispositivo está provisto de 4 entradas de medición de voltaje. Tres para medir las tensiones de la red (L-L) en el caso de Delta abierta o tensiones de fase a neutro en el caso de Wye, más una cuarta entrada de medición auxiliar (V_x) para la tensión residual o de secuencia cero.

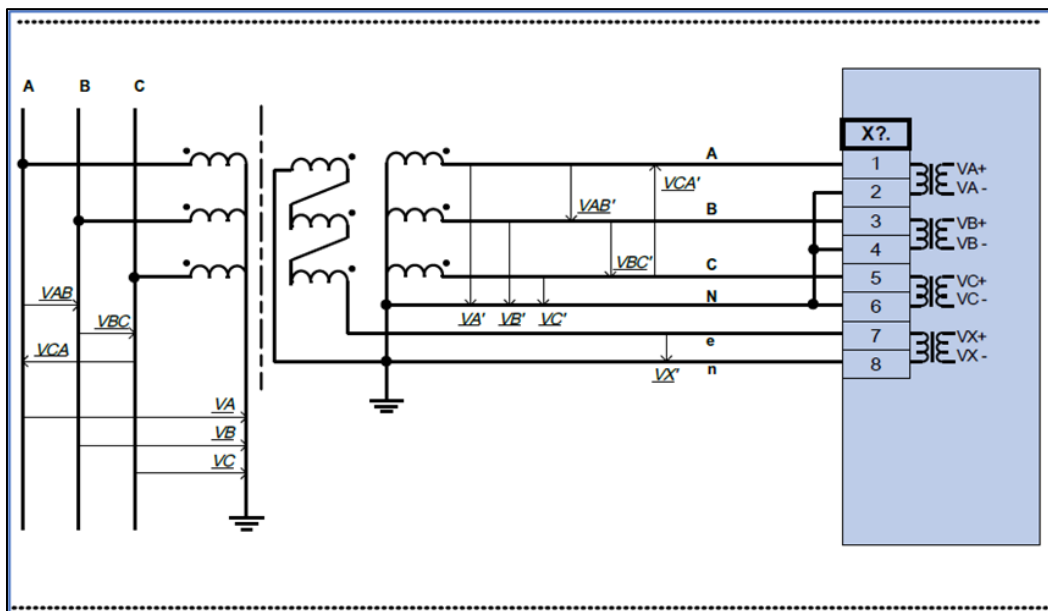


Figura 138. Ejemplo de conexión con TPs y relé EDR-5000, Fuente: Eaton Corporation, EDR-5000 User manual

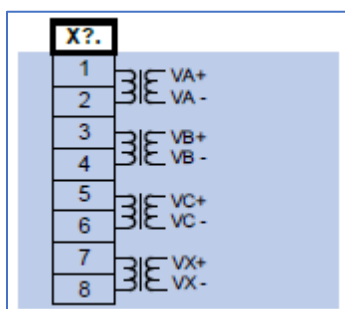


Figura 139. Slot X4: Entradas del TP

Se deben ajustar los valores de voltaje en el rango de voltaje nominal que no causen disparos por sobrevoltaje o bajo voltaje.

Slot X5: Tarjeta de salidas de relé

En este caso se encuentra disponible la variante RO-6 X, compuesta por el resto de las salidas (6) de relé con contactos libres de potencial.

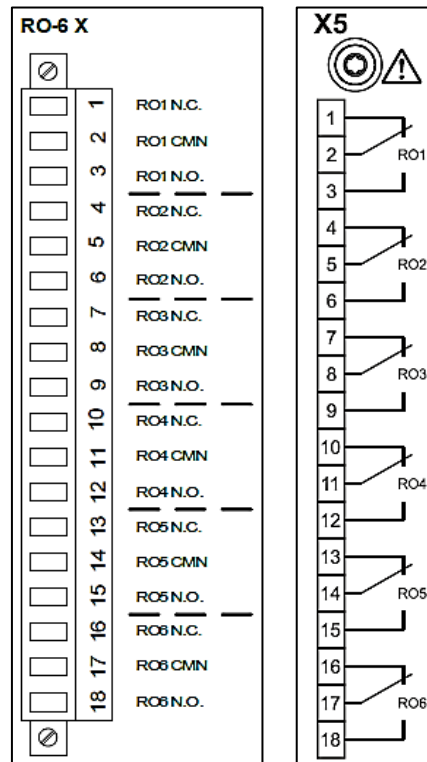


Figura 140. Slot X5: Salidas adicionales del relé EDR-5000, Fuente: Eaton Corporation, EDR-5000 User manual

Slot X100: Ethernet

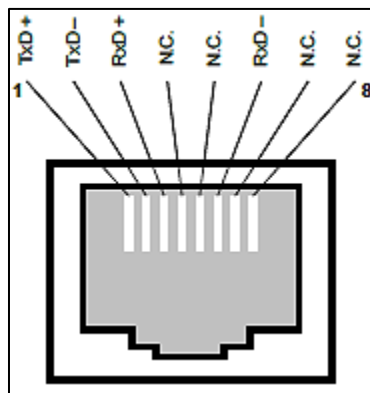


Figura 141. Slot X100: Puerto RJ45 del relé EDR-5000, Fuente: Eaton Corporation, EDR-5000 User manual

Slot X104: IRIG-B00X y Supervisión de contactos

Corresponde a un contacto de supervisión (SC) que se cierra después de la fase de arranque del dispositivo si la protección está funcionando, es decir no se han detectado fallas internas, se abrirá en caso contrario, dicho de otra forma, mientras el dispositivo se inicia, el relé del sistema OK (SC)

permanece desconectado (sin energía). Tan pronto como el sistema se inicie correctamente, el contacto del sistema se activa y el LED asignado "Operacional" se activa en consecuencia.

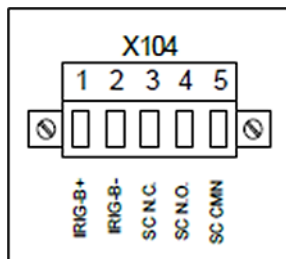


Figura 142. Slot X104 del relé EDR-5000, Fuente: Eaton Corporation, EDR-5000 User manual

Slot X120: Puerto USB

Adicionalmente el dispositivo contará con una interfaz USB para facilidad de conexión con la computadora personal del laboratorio. Aunque esta se encontrará en la parte frontal del relé.

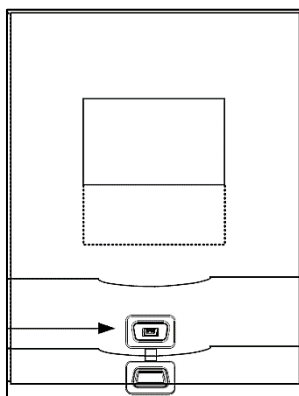


Figura 143. Slot X120: Puerto USB del relé EDR-5000, Fuente: Eaton Corporation, EDR-5000 User manual

5.6.4 Fuente de alimentación del relé

Para alimentar al relé EDR-5000 se ha optado por la utilización de una fuente DC con salida a 24V.



Figura 144. Fuente de alimentación DC

MEAN WELL LRS-200 200W AC / DC La fuente de alimentación de salida única es una fuente de alimentación de tipo cerrado de salida única con 30 mm de diseño de perfil bajo. Adoptando una entrada de 115VAC o 230VAC (seleccionar por interruptor), toda la serie proporciona un voltaje

de salida línea de 3.3V, 4.2V, 5V, 12V, 15V, 24V, 36V y 48V. LRS-200 presenta una alta eficiencia de hasta el 90%.

El diseño de la caja de malla metálica mejora las emisiones de calor para que toda la serie funcione desde: 30 ° C a + 70 ° C bajo convección de aire sin ventilador. Con un consumo de energía sin carga extremadamente bajo (menos de 0,75 W), el LR-200 permite que el sistema final cumpla fácilmente con los requisitos energéticos mundiales.

Aplicaciones

- Maquinaria de automatización industrial
- Sistema de control industrial
- Equipo mecánico y eléctrico
- Instrumentos, equipos o aparatos electrónicos

Características

- Rango de entrada de AC seleccionable por interruptor
- Resiste una entrada de sobretensión de 300 VAC durante 5 segundos
- Protecciones
- Cortocircuito
- Sobrecarga
- Sobretensión
- Exceso de temperatura
- Refrigeración por convección de aire libre
- 1U de perfil bajo
- Resiste la prueba de vibración 5G
- Indicador LED de encendido
- Consumo de energía sin carga <0,75 W
- Prueba de quemado a plena carga del 100%
- Alta temperatura de funcionamiento hasta + 70 ° C
- Alta eficiencia, larga vida y alta confiabilidad

Especificaciones

Salida

- Rango de voltaje DC: 3.3V a 48V
- Rango de corriente nominal: 4.4A a 40A
- Rango de potencia nominal: 132 W a 211,2 W

Entrada

- Rango de frecuencia: 47 Hz a 63 Hz
- Eficiencia: 83% a 90%
- Corriente de fuga: <2mA / 240VAC
- Dimensiones: 215 mm x 115 mm x 30 mm (largo x ancho x alto)

Medio ambiente

- Rango de temperatura
- Trabajo: -25 ° C a + 70 ° C
- Almacenamiento: -40 ° C a + 85 ° C

Humedad

- En funcionamiento: 20% a 90% de humedad relativa sin condensación
- Almacenamiento: 10% a 95% RH
- Coeficiente de temperatura: $\pm 0.03\%/^{\circ}\text{C}$ (0-50 $^{\circ}\text{C}$)
- Vibración: 10Hz a 500Hz, 5G 10min. / 1 ciclo, 60min. Cada uno a lo largo de los ejes X, Y y Z

5.6.5 Probador de relés de protección CMC 356 de OMICRON®

En el presente apartado se describirá las características más fundamentales del equipo de prueba OMICRON CMC 356 con el cual se probará el relé. El equipo se muestra con una vista en su panel frontal en la figura 145.



Figura 145. CMC 356 OMICRON. (Panel frontal)

Descripción del equipo

CMC 356 forma parte de OMICRON Test Universe que, además de la unidad de prueba física, consta de software de prueba para un ordenador que disponga del sistema operativo Microsoft Windows y, en caso necesario, amplificadores externos de tensión y/o corriente, unidades de sincronización GPS o IRIG-B y otros accesorios.

Características de hardware

Componentes del Sistema

Antes de poner en funcionamiento por primera vez la unidad CMC 356, se debe verificar que todos los componentes del sistema de prueba estén completos.

Para poner en funcionamiento la unidad CMC 356 se necesitan los siguientes componentes:

- CMC 356 con cable de alimentación eléctrica (red)
- Cable de conexión de CMC 356 ↔ PC
- Cable de conexión de CMC 356 ↔ equipo en prueba.
- PC equipado con un puerto Ethernet y el software OMICRON Test Universe.

Utilización de los cables de conexión de manera segura

Adaptador de cables de prueba para enchufes no seguros

El paquete opcional de accesorios de cableado para la CMC incluye adaptadores de cables flexibles de prueba de 5 cm por 2 pulgadas de longitud con mango retráctil (6 negros, 6 rojos).

Estos cables de prueba se deben utilizar únicamente como adaptadores. Están pensados para que las clavijas de punta cónica de 4 mm por 0,16 pulgadas de los cables de prueba estándar encajen en enchufes no seguros (ver figura).

No se debe introducir nunca directamente uno de estos mangos retráctiles en un enchufe de salida de la unidad CMC 356 situado en la parte frontal de la unidad de prueba. Esto no se ajusta a la aplicación para la que están previstos estos cables y es contrario a las normas de seguridad (ver figura).

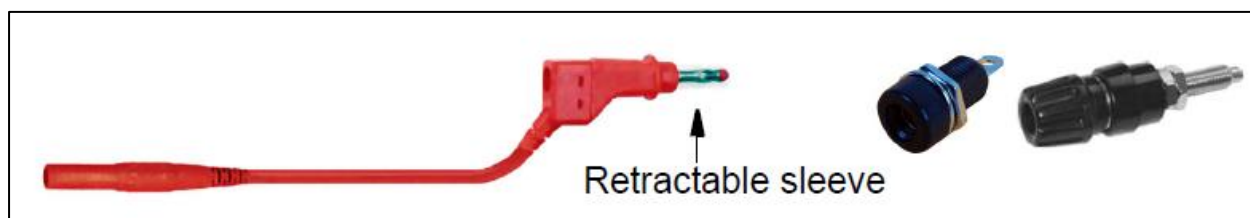


Figura 146. Adaptador de cables de prueba para enchufes no seguros.

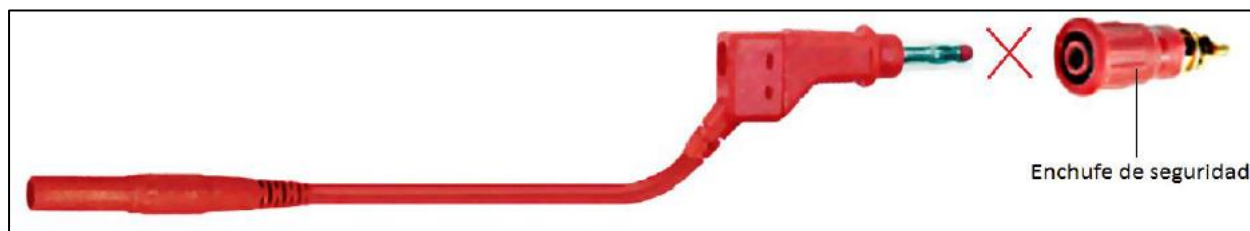


Figura 147. Mala utilización del cable en un enchufe de seguridad.

Se debe enchufar **únicamente los cables de prueba normales** de 2,0 m por 6 pies de longitud a los zócalos de seguridad de salida de CMC 356, como se muestra en la figura.

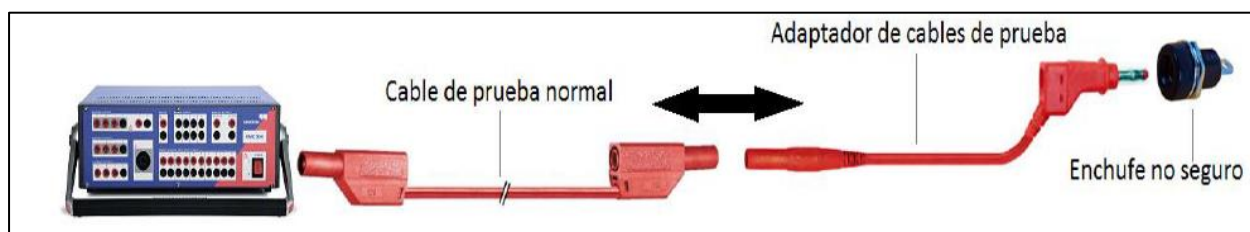


Figura 148. Modo correcto de conexión

Cables de prueba normales para enchufes de seguridad

Se debe utilizar los cables de prueba normales de 2,0 m por 6 pies de longitud para conectar la salida de la unidad CMC 356 a otros enchufes de seguridad, por ejemplo, de amplificadores, equipos en prueba o adaptadores cónicos en armarios de control, tal como se ilustra en la figura.

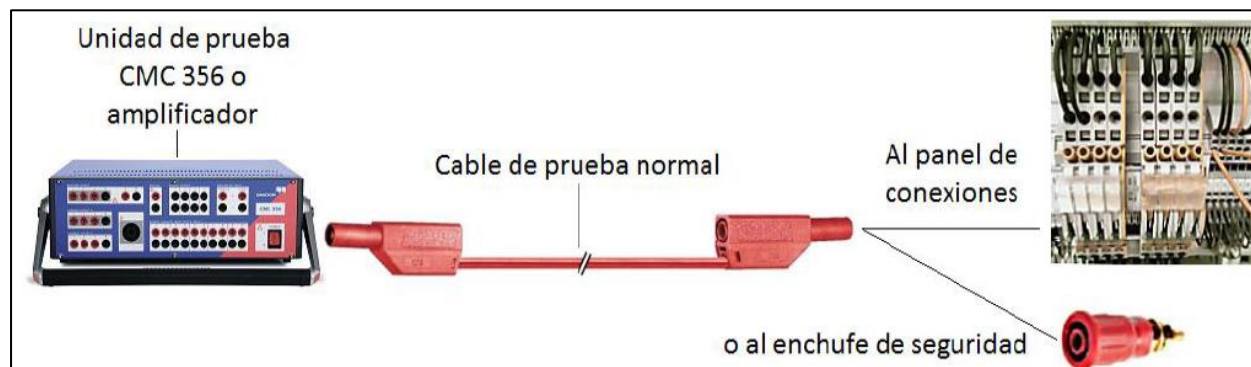


Figura 149. Modo de conexión con cables de prueba normales.

Adaptadores de terminal

El paquete opcional de accesorios de cableado de la CMC incluye adaptadores de terminal flexibles para conectar los cables de prueba normales a terminales con pinza de tornillo, tal y como se muestra en la figura.

Los adaptadores de terminal tienen extremos sin utilizar. Por tanto, se debe interrumpir la corriente antes de conectar estos adaptadores. Se debe introducir primero el adaptador con extremo sin utilizar en el panel de conexiones y luego fijar antes de conectarlo a un cable de prueba.

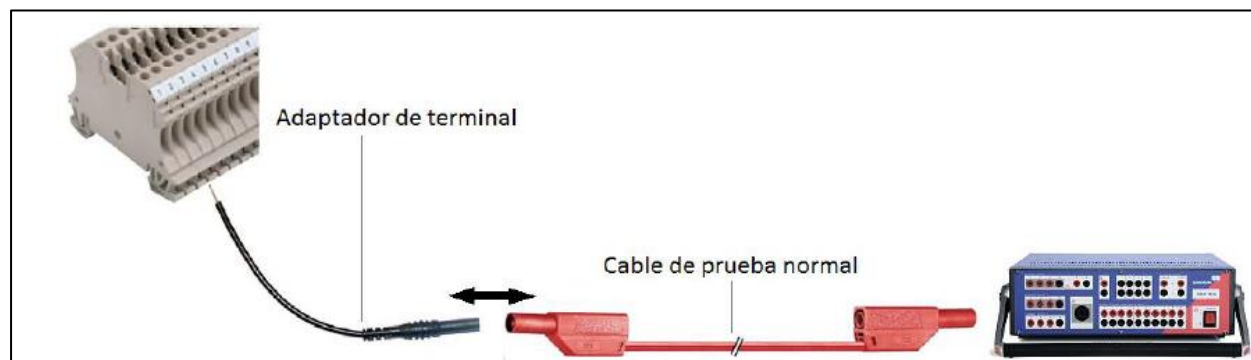


Figura 150. Conexión con los adaptadores de terminal.

Adaptadores para patilla de cable M4 (0.15 pulgadas)

El paquete opcional de accesorios de cableado de la CMC incluye adaptadores para patilla de cable M4 (0,15 pulgadas) que sirven para conectar cables de prueba normales a terminales con pinza de tornillo de relés SEL/ABB/GE (y otros), tal como se ilustra en la figura.

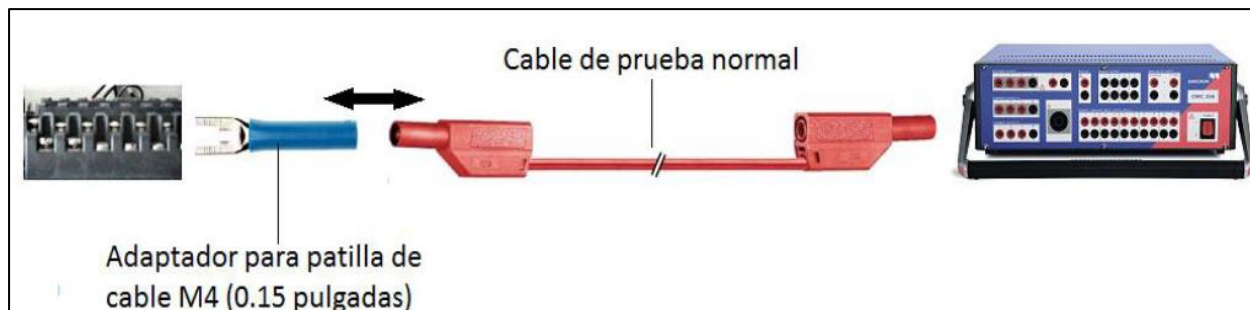


Figura 151. Conexión con adaptadores de patilla de cable M4.

Adaptadores para patilla de cable M5 (0.20 pulgadas)

El paquete opcional de accesorios de cableado de la CMC incluye adaptadores para clavija de cable M5 (0,20 pulgadas) que sirven para conectar cables de prueba normales a terminales con pinza de tornillo normales y de uso generalizado, tal y como se muestra en la figura.

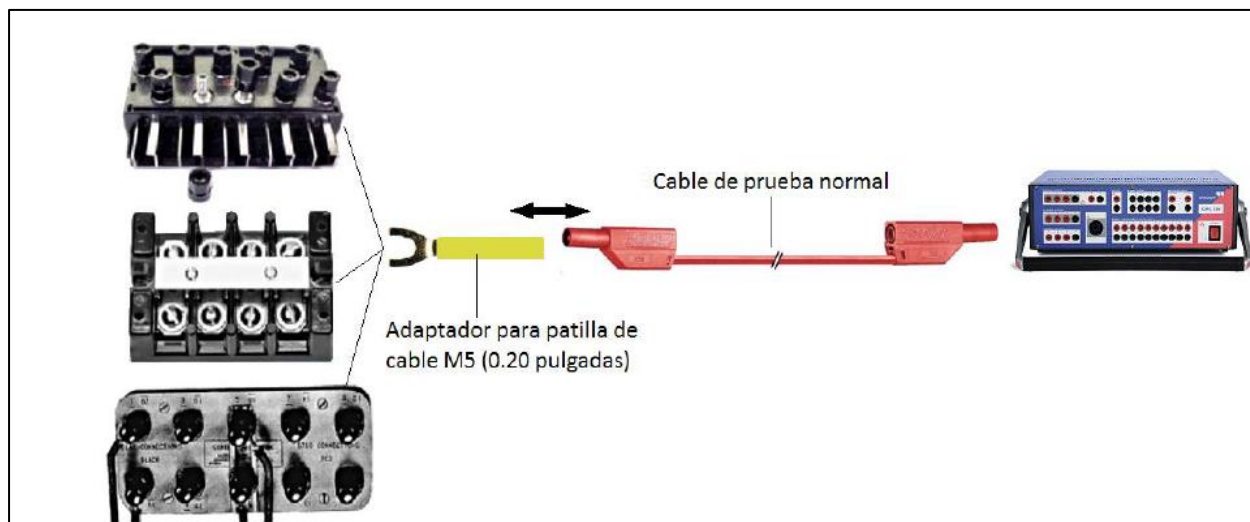


Figura 152. Conexión con adaptadores para patilla de cable M5.

Las patillas de cable tienen extremos sin utilizar. Por tanto, se debe interrumpir la corriente antes de conectar una patilla de este tipo. Se debe introducir siempre primero la patilla de cable con extremo sin utilizar en el panel de conexiones y luego fijar antes de conectarla a un cable de prueba.

Instalación y Función

El sistema de prueba de OMICRON controlado por ordenador responde al concepto de división funcional entre el software que se ejecuta en el PC y el hardware de la unidad CMC 356 conectada al equipo en prueba.

El software de prueba OMICRON Test Universe que se ejecuta en el ordenador:

- Controla las señales de prueba
- Procesa datos de medidas
- Crea informes
- Genera entradas de datos

La unidad de prueba CMC 356:

- Crea señales de prueba (corrientes, tensiones, señales binarias)
- Mide la reacción (analógica y binaria) del equipo en prueba
- Suministra corriente en CC a los equipos en prueba

Diagrama de bloques

El diagrama de bloques simplificado de la figura muestra todas las señales de acceso externo con tonos grises. Todas las zonas en gris representan un grupo galvánico que está aislado de los demás grupos galvánicos.

La conexión de corriente ("grupo de alimentación eléctrica") y las conexiones del "grupo SELV" (SELV = Safety Extra Low Voltage) están disponibles en la parte posterior de la unidad de prueba. Todos los demás grupos señalados con tonos grises se encuentran en la parte delantera de la unidad de prueba. Los circuitos aislados relevantes para la seguridad (alimentación eléctrica ↔ SELV, alimentación eléctrica ↔ placa delantera y placa delantera ↔ SELV) se denominan "aislamiento reforzado" en el diagrama de bloques.

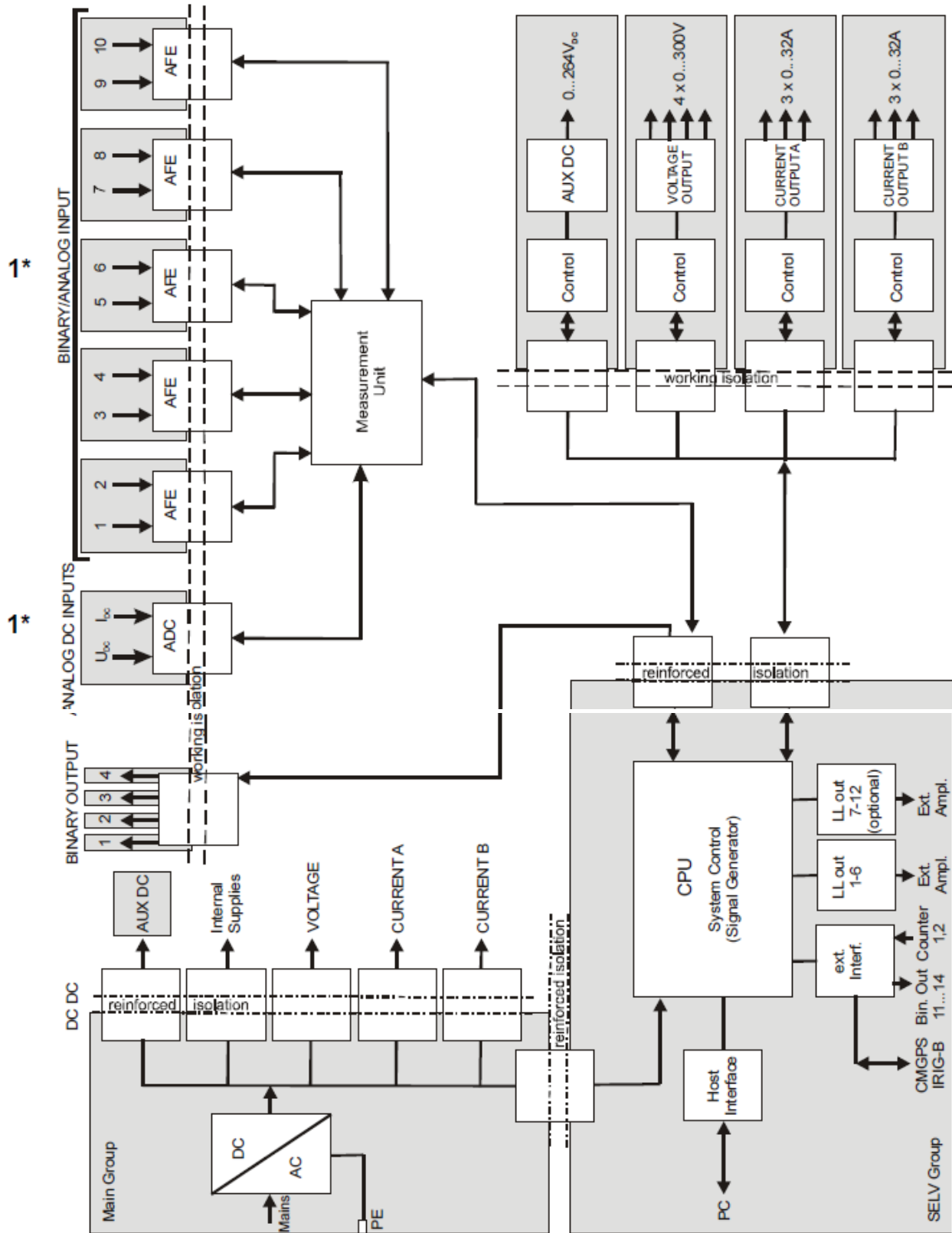


Figura 153. Diagrama de bloques principal de la unidad CMC 356.

1* Nota relativa a la opción de hardware ELT-1: La opción de hardware ELT-1 permite la medida de señales analógicas utilizando la unidad CMC 356. En la configuración estándar (CMC 356 sin la opción ELT-1), las entradas BINARY/ANALOG INPUT 1 - 10 sólo pueden utilizarse como entradas binarias y las entradas DC no están disponibles.

a. Salida de tensión (Amplificador de tensión)

Las cuatro salidas de tensión tienen una sola conexión común a neutro N y están separadas galvánicamente de las demás salidas de la unidad CMC 356. Los dos enchufes negros denominados "N" están conectados galvánicamente.

El amplificador de tensión y los amplificadores de corriente son amplificadores lineales con acoplamiento de CC. Las salidas de tensión operan en dos rangos:

- Rango 1: 4 x 0-150 V
- Rango 2: 4 x 0-300 V

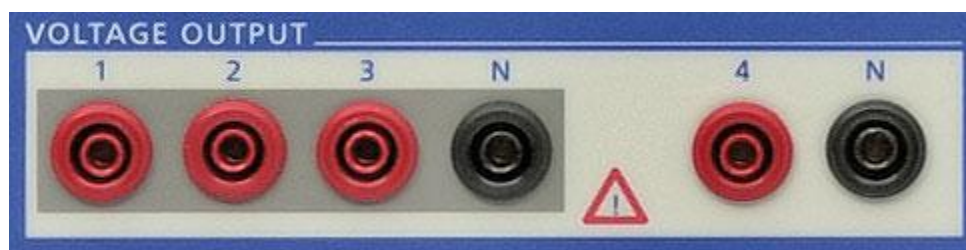


Figura 154. Amplificador de tensión (salidas de tensión).

4 Voltage Outputs		
Output voltages		
3-phase AC (L-N)	3 x 0 ... 300 V	
4-phase AC (L-N) ¹	4 x 0 ... 300 V	
1-phase AC (L-N)	1 x 0 ... 300 V	
1-phase AC (L-L)	1 x 0 ... 600 V	
DC (L-N)	4 x 0 ... \pm 300 V	
Output power ²	Typical	Guaranteed
3-phase AC ³	3 x 100 VA at 100 ... 300 V	3 x 85 VA at 85 ... 300 V
4-phase AC ⁴	4 x 75 VA at 100 ... 300 V	4 x 50 VA at 85 ... 300 V
1-phase AC (L-N)	1 x 200 VA at 100 ... 300 V	1 x 150 VA at 75 ... 300 V
1-phase AC (L-L)	1 x 275 VA at 200 ... 600 V	1 x 250 VA at 200 ... 600 V
DC (L-N)	1 x 420 W at 300 VDC	1 x 360 W at 300 VDC
Accuracy	Error < 0.03 % of rd. ⁵ + 0.01 % of rg.	Error < 0.08 % of rd. + 0.02 % of rg.
Harmonic distortion (THD+N) ^{6, 7}	0.015 %	< 0.05 %
Phase error ⁸	Typical 0.02 °	Guaranteed < 0.1 °
DC offset voltage	< 20 mV	< 100 mV
Voltage ranges	Range I: 0 ... 150 V Range II: 0 ... 300 V	
Resolution	Range I: 5 mV Range II: 10 mV	
Frequency ranges ⁸	Sinusoidal signals 10 ... 1000 Hz harmonics/interharm. ⁹ 10 ... 3000 Hz transient signals DC ... 3.1 kHz	
Short-circuit protect.	Unlimited for L - N	
Connection	4 mm/0.16 " banana connectors; amplifier connection socket V_{L1} - V_{L3}	
Insulation	Reinforced insulation of power supply and all SELV interfaces	

Figura 155. Especificaciones técnicas de salidas de tensión.

b. Salida de corriente (Amplificador de corriente)

Dos salidas de corriente trifásicas (CURRENT OUTPUT A y CURRENT OUTPUT B) separadas galvánicamente, cada una con su propia conexión a neutro (N).

Cada salida está separada galvánicamente de las demás conexiones de la unidad CMC 356.

Los amplificadores de corriente están instalados como amplificadores con conmutación de modo con acoplamiento de CC. Con esta tecnología es posible conseguir densidad de alta potencia en una estructura muy compacta. El acoplamiento de CC permite una reproducción precisa de transitorios o componentes CC.

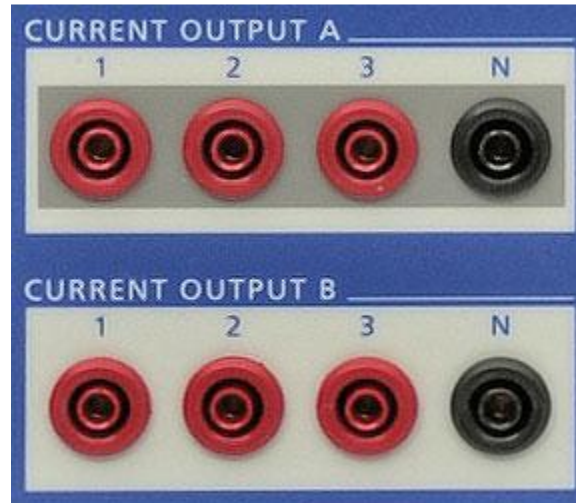


Figura 156. Grupos de salidas de corriente A y B del CMC 356.

Current Outputs ¹ (Groups A and B)		
Output currents		
6-phase AC (L-N)	6 x 0 ... 32 A (Group A and B)	
3-phase AC (L-N)	3 x 0 ... 64 A (Group A + B parallel)	
2-phase AC (L-L) ^{2, 3}	2 x 0 ... 32 A (Group A and B)	
1-phase AC (L-L) ^{2, 3}	1 x 0 ... 64 A (Group A + B parallel)	
1-phase AC (L-L-L-L) ^{2, 3}	1 x 0 ... 32 A (Group A + B in series)	
2-phase AC (LL-LN) ²	2 x 0 ... 64 A (Group A and B)	
1-phase AC (LL-LN) ²	1 x 0 ... 128 A (Group A + B parallel)	
DC (LL-LN) ²	1 x 0 ... ±180 A (Group A + B parallel)	
Power ⁷	Typical	Guaranteed
6-phase AC (L-N)	6 x 430 VA at 25 A	6 x 250 W at 20 A
3-phase AC (L-N)	3 x 860 VA at 50 A	3 x 500 W at 40 A
2-phase AC (L-L) ^{2, 3}	2 x 870 VA at 25 A	2 x 550 W at 20 A
1-phase AC (L-L) ^{2, 3}	1 x 1740 VA at 50 A	1 x 1100 W at 40 A
1-phase AC (L-L-L-L) ^{2, 3}	1 x 1740 VA at 25 A	1 x 1100 W at 20 A
2-phase AC (LL-LN) ²	2 x 500 VA at 40 A	2 x 350 W at 40 A
1-phase AC (LL-LN) ²	1 x 1000 VA at 80 A	1 x 700 W at 80 A
DC (LL-LN) ²	1 x 1400 W at ±80 A	1 x 1000 W at ±80 A
Accuracy	Typical	Guaranteed
$R_{load} \leq 0.5 \Omega$	Error < 0.05 % rd. ⁴ + 0.02% of rg.	Error < 0.15 % of rd. + 0.05% of rg.
$R_{load} > 0.5 \Omega$	Error < 0.1 % of rg.	Error < 0.3 % of rg.
Harmonic distortion (THD+N) ^{5,6}	0.05 %	< 0.15 %
Phase error ⁵	0.05 °	< 0.2 °
DC offset current	< 3 mA	< 10 mA
Resolution	1 mA, 2 mA (2 phases parallel), ...	
Frequency range ⁸	0 ... 1000 Hz	
Trigger on overload	Timer accuracy error < 1 ms	
Short-circuit protection	Unlimited	
Open-circuit protection	Open outputs (open-circuit) permitted	
Connection	4 mm/0.16 " banana connectors, amplifier connection socket ⁸ (OUTPUT A only)	
Insulation	Reinforced insulation of power supply and all SELV interfaces	

Figura 157. Especificaciones técnicas de salidas de corriente.

c. Entrada binaria / analógica (entradas binarias 1 - 10)

Las diez entradas binarias se dividen en cinco grupos de dos, hallándose cada grupo separado galvánicamente de los demás. Si está instalada la opción de hardware ELT-1, todas las entradas pueden configurarse individualmente mediante el software como entradas de medida binarias o analógicas.

Las señales de entrada se supervisan con una resolución temporal de 100 μ s y después se evalúan en la CPU.

Las entradas binarias se configuran en el módulo Configuración del hardware del software OMICRON Test Universe. Al hacerlo, puede especificarse si los contactos tendrán potencial o no. Cuando los contactos tienen potencial, puede fijarse la tensión nominal prevista y el umbral de arranque de cada entrada binaria.

Además, pueden utilizarse las entradas binarias 1 - 10 como entradas de contador para frecuencias de entrada hasta de 3 kHz.

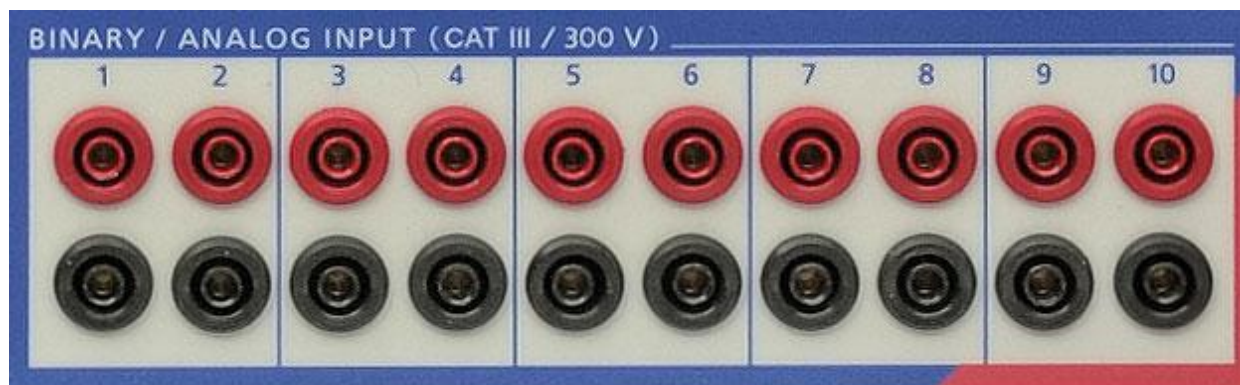


Figura 158. Entradas binarias/analógicas 1-10.

d. CPU

La CMC 356 CPU (Central Processing Unit, unidad de procesamiento central) realiza las siguientes tareas:

- Comunicación con el ordenador o una red a través de los puertos Ethernet “ETH1” y “ETH2”.
- Generación de señales digitales para todas las salidas de la unidad de prueba (incluidas señales de control para los amplificadores externos).
- Generación de señal central de reloj de gran precisión con opciones de sincronización utilizando la unidad de sincronización CMGPS o la caja de interfaz CMIRIG-B.
- Supervisión y control de todos los sistemas, incluidos, en su caso, los amplificadores externos.

e. Fuentes de alimentación eléctrica (CC-CC)

Un convertidor CA/CC genera la tensión de CC que se requiere a partir de la tensión de alimentación de 85 a 264 VCA (ver Anexo C) y garantiza un filtrado que permita suficiente compatibilidad electromagnética (EMC).

El suministro de corriente a distintos módulos, que forman parte respectivamente de sus propios grupos galvánicos, se realiza empleando convertidores CC-CC con aislamiento reforzado.

Generación de Señales

Para conseguir señales de salida de la exactitud establecida, es necesario generar señales de onda sinusoidal de gran amplitud y exactitud de fase.

Para cumplir el requisito de disponer de fuentes de señales acopladas en fase, la generación de señales se efectúa de modo digital.

A tal efecto, la unidad CMC 356 emplea un procesador de señales digitales (DSP) de gran capacidad.

Con la generación de señales digitales el sistema es muy flexible. Empleando parámetros específicos del dispositivo (por ejemplo, ganancia, desplazamiento y ángulo de fase nulo en cada canal) puede efectuarse digitalmente una corrección exacta de la amplitud, el desplazamiento y la fase.

La corrección digital garantiza que la desviación será la mínima posible. Además de ondas sinusoidales, puede generarse cualquier otra señal transitoria o periódica.

Conexiones e Interfaces

Las conexiones e interfaces de la unidad CMC 356 se presentarán a continuación tanto para el panel frontal como para el panel posterior.

Conexiones del panel frontal

Las conexiones del panel frontal se muestran en la figura.

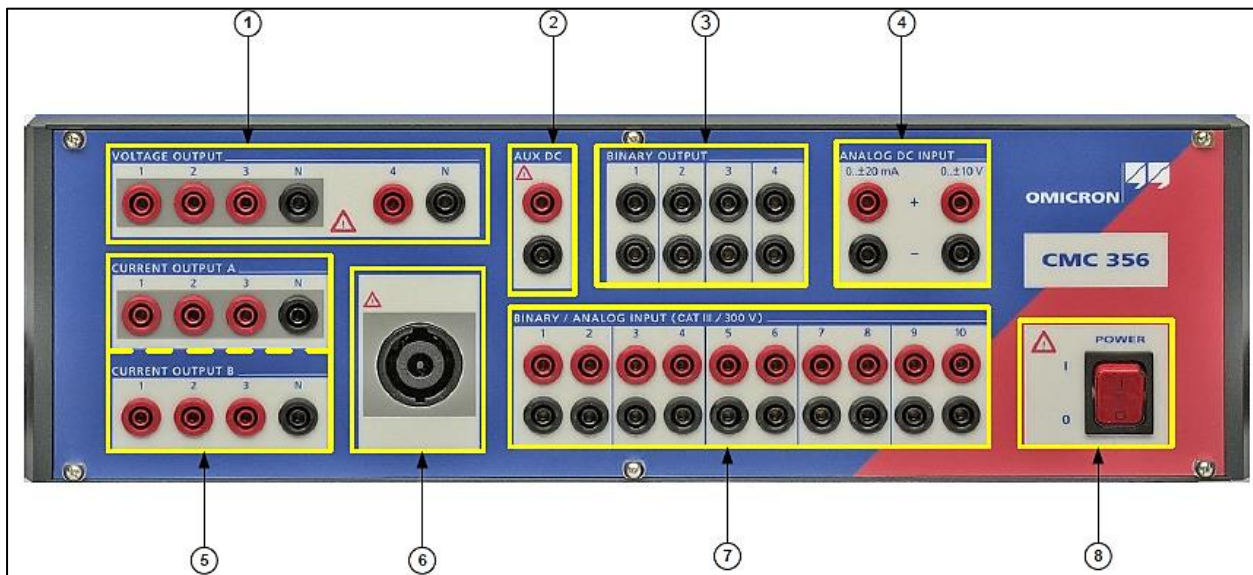


Figura 159. Vista frontal de la unidad CMC 356.

Dónde:

1. Salida de Tensión: Salida de 4 x 300 Vef del amplificador interno de tensión; también se aplican las salidas 1-3 al enchufe combinado del generador.
2. AUX DC: Tensión de salida en 3 rangos entre 0-264 V; se emplea para la alimentación eléctrica de los equipos en prueba.
3. Salida Binaria: Cuatro contactos de relé sin potencial.
4. Entrada Analógica de DC: 0 - ±1 mA/ 0 - ±20 mA: entradas de corriente CC. 0 - ±10 V: entradas de tensión CC.
5. Salida de Corriente: Grupo A: salida de 3 x 32 Aef del amplificador de corriente; también se aplica al enchufe combinado del generador. Grupo B: salida de 3 x 32 Aef del amplificador de corriente.
6. Enchufe combinado del generador: Enchufe combinado de 8 polos para las salidas SALIDA DE TENSIÓN 1-3 y SALIDA DE CORRIENTE A (hasta 3 x 25 Amáx).
7. Indicación de aviso: Tensión Peligosa: Como mínimo una de las tensiones de salida supera el valor de 42 V.
8. Entrada Binaria/Analógica: 10 entradas binarias en 5 grupos separados galvánicamente.
9. Interruptor de Corriente.

Conexiones del panel posterior

Las conexiones del panel posterior se muestran en la figural.

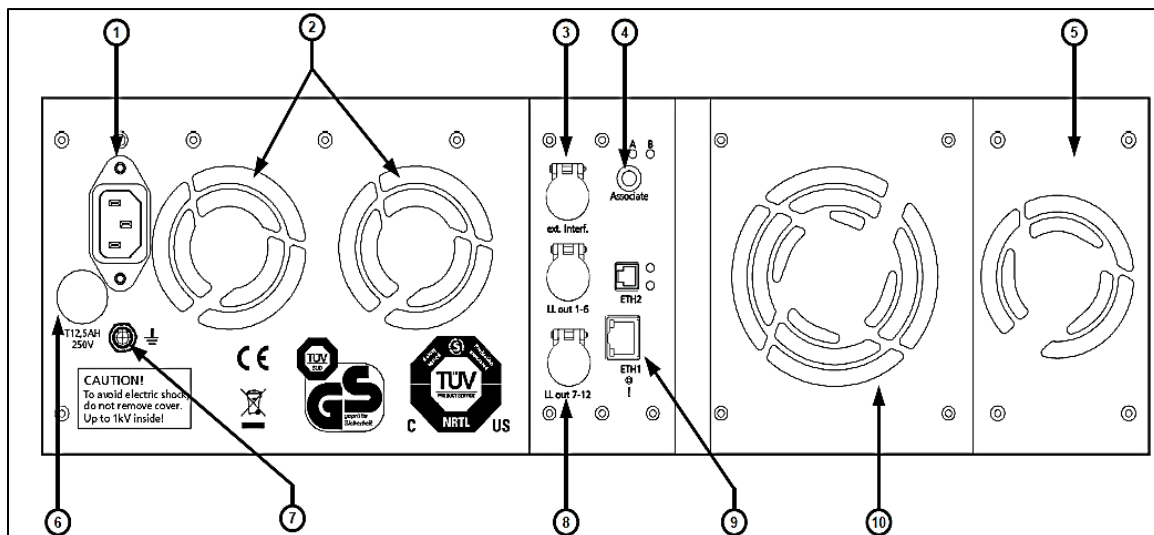


Figura 160. Vista posterior de la unidad CMC 356.

Dónde:

1. Fuente de alimentación.
2. Fuente de alimentación de los ventiladores
3. Interfaz SELV "ext. Interf.".
4. LED de estado y botón "Asociar".
5. Salidas de tensión de los ventiladores.
6. Fusible T12.5 AH.

7. Enchufe de 4 mm por 0.16 pulgadas para conexión adicional a tierra de protección PE (por ejemplo, para conectar a barras a tierra de baja resistencia).
8. Interfaces SELV “LL out 1-6” y “LL out 7-12” (opcional).
9. Puertos Ethernet ETH1 y ETH2 y botón “!”.
10. Salidas de corriente de los ventiladores.

Características de software

Aquí se presenta una vista general detallada del software Protection Package (Paquete de programas de Protección), así como cada módulo de prueba.

El software Protection Package ofrece una gama completa de funciones para definir y realizar pruebas exhaustivas a cualquier relé de protección. Contiene varios módulos de prueba orientados a funciones específicas, que pueden operar en modo autónomo para pruebas sencillas.

Los módulos de prueba están diseñados para automatizar las pruebas y realizar evaluaciones automáticas. Para crear pruebas completas multifuncionales, se pueden incrustar todos los módulos de prueba en un documento del OMICRON Control Center (plan de prueba) una o varias veces. El OMICRON Control Center es la herramienta de automatización dominante, que aprovecha el planteamiento orientado a documento para las pruebas.

En la figura se ilustra el entorno de la ventana principal del software Protection Package de la unidad OMICRON CMC 356 y a continuación se explica cada componente del software. Los módulos de prueba del equipo se describen brevemente.

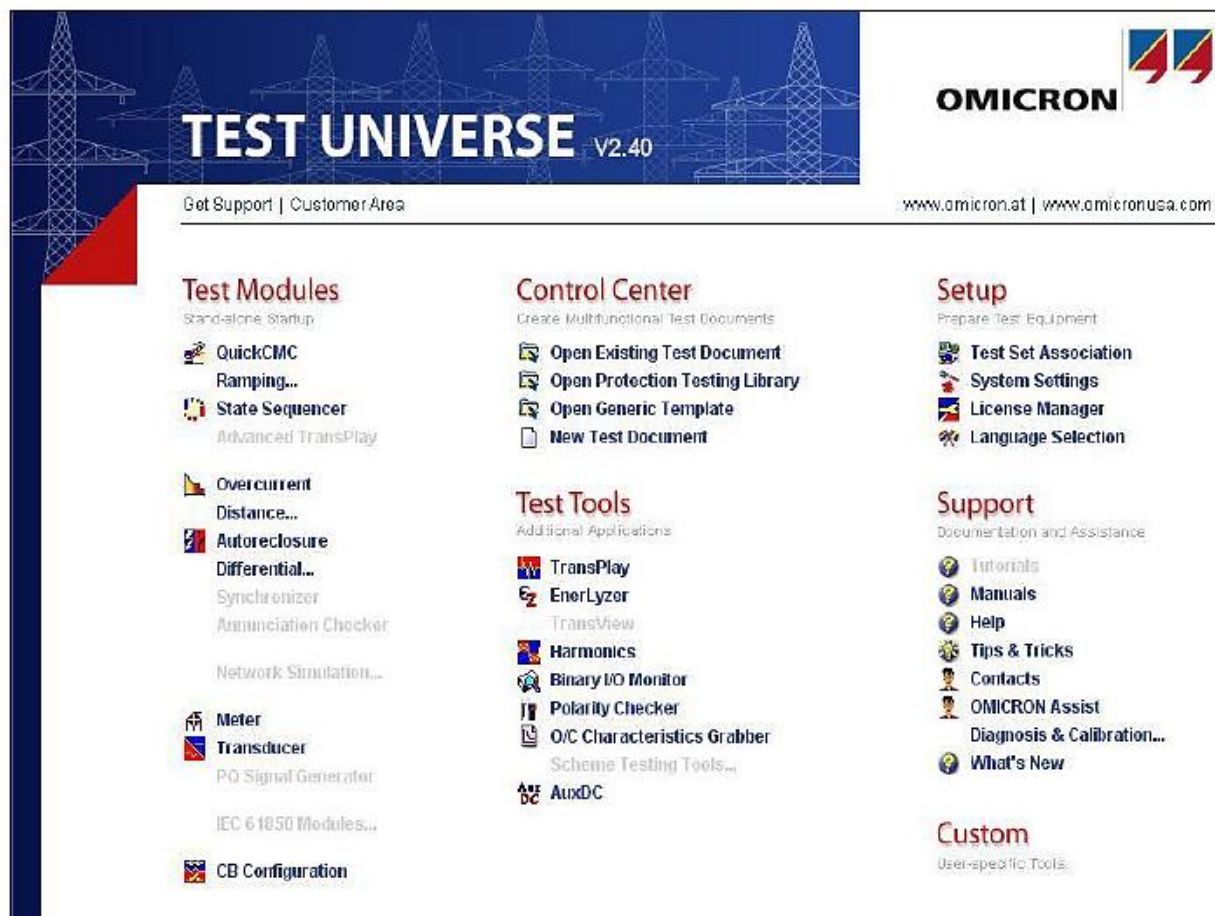


Figura 161. Ventana principal del software Protection Package.

Control Center (OCC)

Crea documentos de prueba multifuncionales y contiene:

- Control Center: Herramienta de automatización, plan de pruebas orientado al documento, plantilla y formulario de informe.
- Test Wizard: Crea un nuevo documento de prueba (plan de prueba) de una forma rápida y fácil. Una secuencia de cuadros de diálogo guía al usuario a través del proceso de creación de un documento de prueba nuevo.

Se debe empezar en la *Start Page* haciendo clic en "Abrir un documento vacío..." o en el Control Center haciendo clic en el icono del *Test Wizard*.

Módulos de ayuda de Control Center

Se debe iniciar cualquier Módulo de ayuda del Control Center seleccionando la opción del menú desplegable INSERTAR | MÓDULO DE PRUEBA y contiene:

- Pause: Proporciona funciones especiales para detener, continuar o realizar pausas en un procedimiento de prueba de Control Center. Pause Module no está visible en la Start Page, si bien se puede acceder a él desde el OCC.

- *ExeCute*: Inicia un programa ejecutable, un procedimiento de procesamiento por lotes o abre un documento asociado con una aplicación. Permite iniciar una aplicación externa fuera de un documento de prueba de Control Center.
- *TextView*: Muestra el contenido de un archivo de texto ASCII. Con *TextView* incrustado en un documento OCC, el contenido del archivo de texto se actualiza y se muestra en el documento OCC en tiempo de ejecución, es decir, mientras se está ejecutando la prueba.

Herramientas de prueba

- *TransPlay*: Reproduce los datos transitorios (archivos COMTRADE) usando una unidad de prueba CMC.
- *Harmonics*: Crea una secuencia de señales que consta de una pre-señal con frecuencia de la fundamental, seguida de una señal con combinación espectral definible (todos los armónicos hasta de 3 kHz si los admite el hardware conectado), seguida de una post-señal con frecuencia de la fundamental. *Harmonics* puede generar hasta tres corrientes y tres tensiones, cada una con composición de armónicos individual.
- *Binary I/O Monitor*: Muestra el estado de todas las entradas y salidas del hardware CMB y CMC 356 de OMICRON, y todas las entradas del resto del hardware CMC de OMICRON. También puede mostrar los cambios de estado de las entradas de CMB y de CMC 356.
- *Polarity Checker*: Determina si la polaridad es correcta inyectando una señal especial de prueba de la polaridad en una ubicación determinada. A continuación, se realiza la comprobación de la polaridad con el accesorio CPOL, un comprobador de polaridad portátil fácil de usar.
- *Overcurrent Characteristics Grabber*: Complementa el módulo de prueba Overcurrent. Ayuda a extraer características de sobre corriente a partir de representaciones gráficas. Es muy útil en casos en los que la característica de tiempo inverso no se conoce a partir de una fórmula determinada sino sólo por una representación gráfica (por ejemplo, una imagen en un manual de un relé).
- *AuxDC*: Configura la salida auxiliar de CC de la unidad de prueba CMC 356 o de una unidad CMB de entrada/ salida binaria.
- *Administrador de Licencias*: Explorador de licencias, herramienta de fusión de licencias y editor de archivos de licencia.

Módulos de prueba de la unidad CMC 356

Se debe iniciar un módulo de prueba en modo "autónomo" en la *Start Page* o incrustándolo en el Control Center por medio de INSERTAR | MÓDULO DE PRUEBA.

QuickCMC

Con *QuickCMC*, una unidad de prueba CMC emite estáticamente valores analógicos y digitales. Además, pueden supervisarse las entradas de la unidad CMC y pueden realizarse mediciones simples con las entradas binarias. *QuickCMC* representa un buen punto de partida para nuevos usuarios.

Ramping

Posee las siguientes características:

- Produce la variación de la amplitud, la frecuencia y la fase a lo largo de una función en escalera (o rampa).
- Evaluación e informe automáticos de los valores de arranque/reposición.
- Posee la opción de generar rampas simultáneas de dos parámetros de la señal (por ejemplo, la amplitud y la frecuencia).
- Cálculo de la relación de arranque/reposición.
- Repetición automática de las pruebas con cálculo automático del valor promedio.
- Funciones Paso atrás y Zoom para obtener una resolución más alta en el umbral.

Pulse Ramping

Prueba los valores de arranque de los relés de protección multifuncionales con varias funciones o elementos de protección sin reparametrizar el relé.

State Sequencer

Posee las siguientes características:

- Emisión de una secuencia de estados.
- Se puede usar para determinar los tiempos de disparo u otras medidas de tiempo con evaluación automática.
- Permite el ajuste de la amplitud, la frecuencia y la fase de cada generador en cada estado individual.
- Incluye la creación automática del informe y de la función de disparo Z para las aplicaciones de distancia.

Overcurrent

Diseñado para los relés de sobre corriente. Prueba la característica de operación para verificar el tiempo de disparo con evaluación automática. Incluye la prueba automática de arranque / reposición y la creación automática del informe. Simula las fallas de fase a tierra, fase a fase, trifásicas, de secuencia negativa y monofásica.

Autoreclosure

Prueba de la función de re-cierre automático con un modelo de falla de protección de distancia integrado y un interfaz XRIO de distancia.

Distance

Proporciona las funciones para definir y realizar pruebas de los relés de distancia por medio de evaluaciones de los elementos de impedancia y usando definiciones de disparo individual en el plano de impedancia-Z con representación gráfica de la característica.

Diferential.

Ofrece una solución de prueba integrada para relés de protección diferencial del generador, la barra y el transformador. Realiza pruebas monofásicas de la característica de operación (valor de

arranque, prueba de la pendiente) y la función de bloqueo por corriente de avalancha (prueba de frenado por armónicos).

Para la prueba de la característica de operación, se definen puntos de prueba en el plano Idiff/Ipol, ya sea usando el ratón o introduciéndolos desde el teclado. Un interfaz gráfico del usuario facilita la definición de la prueba.

Diferencial proporciona también un entorno de pruebas apropiado para la función de frenado por armónicos. Se puede definir la amplitud del componente fundamental y el porcentaje del armónico superpuesto para cada uno de los puntos de prueba. Las corrientes de prueba pertenecientes a los puntos de prueba se inyectan al relé y se evalúa la reacción del relé.

Insertando varios módulos Differential en un documento del OMICRON Control Center, se pueden probar automáticamente diferentes bucles de falla.

5.6.6 Rack para montaje de relé y fuente de alimentación

Para la ubicación del relé o relés dentro del laboratorio de protecciones se hace la propuesta de un rack móvil. Prácticamente esto significa montar el relé en un bastidor, junto con la fuente de alimentación y el cableado necesario, tal y como puede observar en la figura.

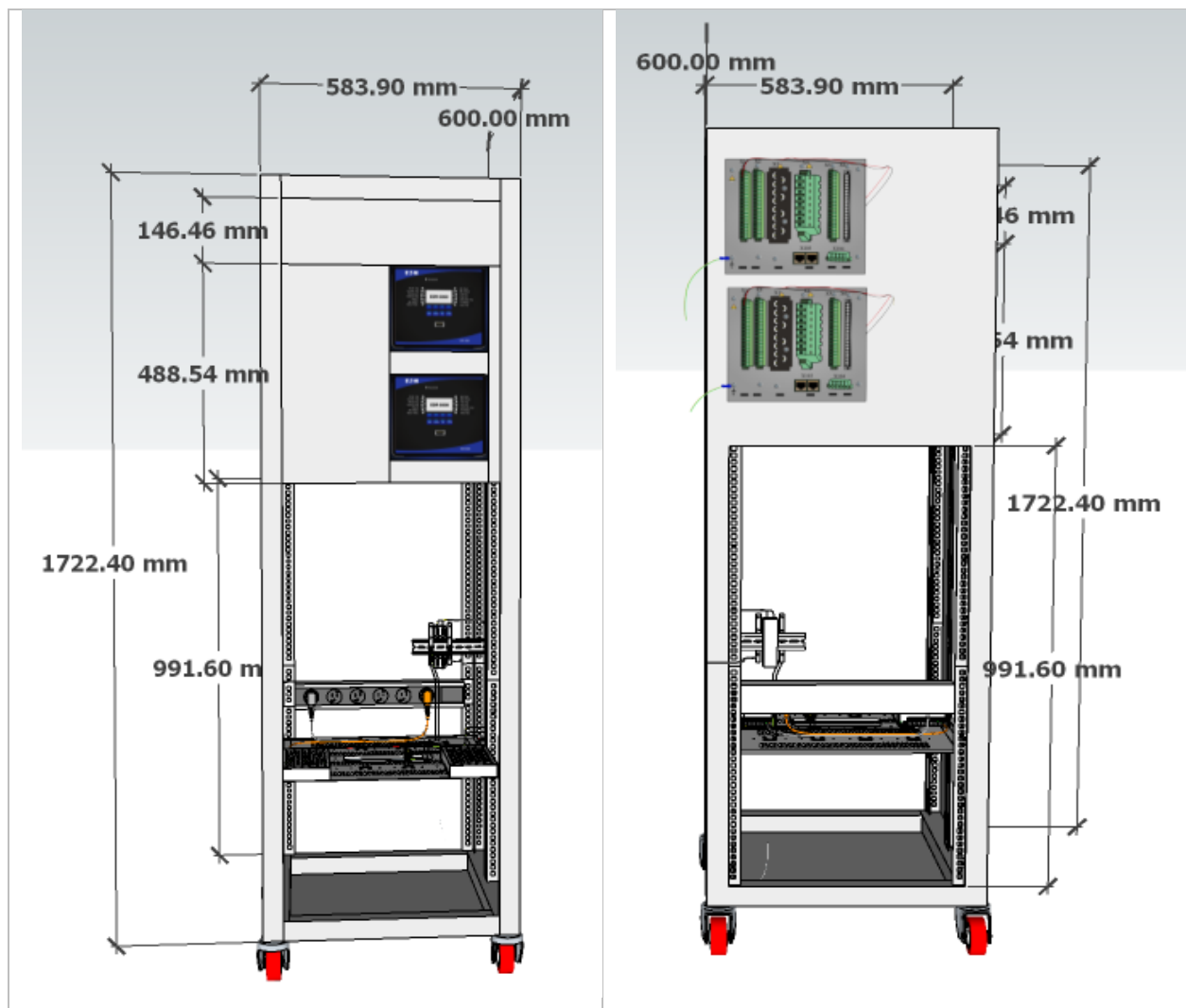


Figura 162. Rack para relé o relés de protección

De esta manera se evitará que los relés corran riesgo de dañarse por alguna caída o golpes al ser cargados, y al ser el bastidor móvil hay facilidad de ser ubicado en el lugar que se necesite, durante cada demostración los relés estarán montados, junto a sus cables y respectivas fuentes de alimentación en la figura 164. Se muestra la conexión del cableado entre los relés y sus fuentes de alimentación.

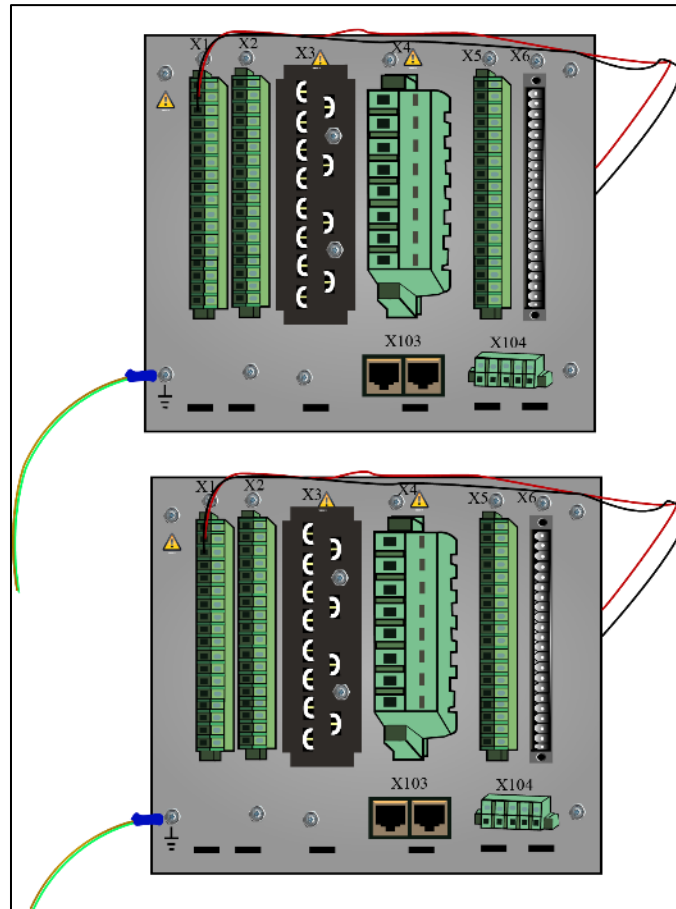


Figura 163. Parte trasera de los relés

En el panel trasero podemos observar los terminales de conexión y comunicación para su uso el usuario debe verificar que la carcasa esté debidamente conectada a tierra utilizando el tornillo marcado con el símbolo de tierra en la parte trasera del dispositivo.

X1 nos indica el tipo de puerto de entrada para la fuente de alimentación y el número de entradas digitales que se utilizan en esta ranura, X2 es la tarjeta de salida del relé, X3 Esta ranura contiene las entradas de medida del transformador de corriente, el puerto está provisto de tres entradas de corriente de fase y 1 para medir la corriente de tierra. Dependiendo del código de pedido, este puede ser una tarjeta estándar de medición de corriente o una tarjeta de medición de corriente de tierra sensible, X4 Esta ranura contiene las entradas de medida del transformador de tensión, X5 y X6 depende del tipo de dispositivo solicitado, X103 y X104 son ranuras de comunicación.

Por motivos de seguridad, el chasis de los relés está conectado a tierra como se puede ver en la figura 163 a 165. Los cables de puesta a tierra de los relés están sujetos a bloques de terminales en su respectiva rejilla El cable de tierra de protección está cableado al terminal.

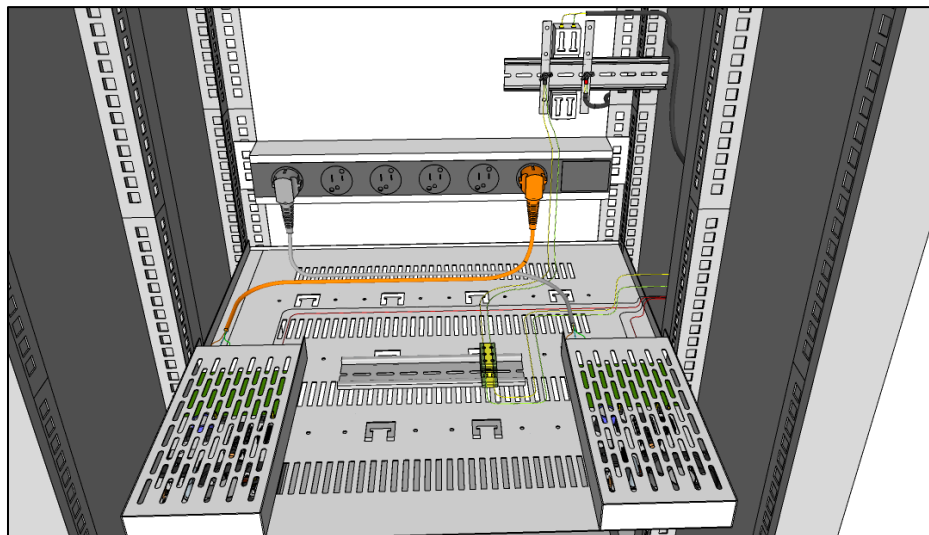


Figura 164. Conexión de los relés y sus fuentes de alimentación

Para la alimentación de los relés se ha optado por la utilización de una fuente DC para cada relé con salida a 24 V y entrada a 120 VAC. La fuente de alimentación de salida única es de tipo cerrado de perfil bajo. La fuente de alimentación DC de él o los relés está a su vez alimentada por una regleta con punto de tierra común al chasis del rack y tierra de sus equipos en el interior.

5.6.7 UPS

Permitirá mantener los equipos que se conecten a él, encendidos el tiempo suficiente como para poder grabar convenientemente el trabajo que se haya elaborado, o cancelar el trabajo en ejecución y apagar cada uno de los equipos correctamente.



Figura 165. APC Smart-UPS 1000VA, Tower, LCD 120V

Características

- Tiempo de ejecución para carga
- 700W - 5 min 49 s
- Capacidad máxima utilizada 100%
- Capacidad de potencia de salida
- 700 vatios / 1,0 kVA

- Conexiones de salida
- (8) NEMA 5-15R (batería de respaldo)
- Voltaje de salida nominal 120 V
- Voltaje de entrada nominal 120 V
- Conexiones de entrada
- NEMA 5-15P
- Longitud del cable
- 6 pies (1,8 metros)

Especificaciones

Salida

- Potencia configurable máxima (vatios) 700 vatios / 1,0 kVA
- Distorsión de voltaje de salida
- Menos de 5%
- Frecuencia de salida (sincronizada con la red) 60 Hz +/- 3 Hz Sincronización con la red
- Otros voltajes de salida 110, 125
- Topología de Línea interactiva
- Tipo de forma de onda sinusoidal
- Tiempo de transferencia 6 ms típico: 10 ms máximo
- Frecuencia de entrada
- 50/60 Hz +/- 3 Hz Detección automática
- Rango de voltaje de entrada para operaciones principales 75 --154 Ajustable, 82 --144V
- Número de cables de alimentación 1
- Otros voltajes de entrada 110, 125
- Baterías y tiempo de ejecución
- Batería de ácido sólido
- Tiempo de recarga típico 3 horas)
- Duración prevista de la batería (3-5 años)
- 3-5
- Potencia de carga de la batería 88 vatios
- Eficiencia
- Comunicaciones y gestión
- Puerto (s) de interfaz
- SmartSlot, USB
- Filtrado de ruido multipolar a tiempo completo: sobretensión tolerable IEEE del 0,3%: tiempo de respuesta de sujeción cero: cumple con UL 1449

5.6.8 Computadora portátil

Se requerirá un portátil con un rendimiento óptimo a la hora de realizar ajustes en los equipos, pruebas, obtención de resultados, para ello se sugiere un procesador de 4 núcleos, 8 GB de RAM, sistema operativo Windows 10 de 64 bits.



Figura 166

5.6.9 Precio estimado de equipo requerido

NOMBRE	DESCRIPCION	Precio
CMC356 unidad universal de prueba y de puesta en servicio	Probador universal de relés	~\$72,000.00
CT Analyser	Probador de transformadores de corriente	~\$25,000.00
Schneider Electric AD23/N1	Transformador de corriente de protección tipo interior a 24 kV	~\$4,000.00
Relé de distribución EDR-5000	El relé multifuncional para protección y distribución	~\$ 8,500.00
Fuente de alimentación conmutada de salida única	Fuente de alimentación de tipo cerrado de salida	\$75.00
APC Smart-UPS 1000VA, Tower, LCD 120V with Smart Connect Port	APC Smart-UPS	\$129.00
Computadora Portátil	Laptop	\$650.00
	TOTAL	\$109,704

Figura 167. Tabla con precios de referencia de equipos de laboratorio

5.8 Desarrollo de trabajos previos al laboratorio

Con la idea en mente de efectuar las prácticas de laboratorio de una forma más eficiente se ha considerado que los estudiantes lleven a cabo un conjunto de prelaboratorios según la práctica que se efectuara, la idea es que se tenga un mejor contexto de lo que se esté realizando en las practicas, contrastando mejor la teoría con la práctica.

5.8.1 Prelaboratorio 1

Se llevará a cabo previo a la realización de “Pruebas de rutina en transformadores de corriente” en el cual se mostrará la teoría relevante de los transformadores de corriente, así como una metodología para determinar su relación de transformación y clase de precisión. Ver sección de **Anexos**.

5.8.1 Prelaboratorio 2

Se llevará a cabo previo a la realización de la prueba del elemento de sobrecorriente (51) de un relé moderno, incluye el ajuste de parámetros del relé basado en cálculos de corriente de falla para un sistema radial. Ver sección de **Anexos**.

5.9 Desarrollo de trabajos de laboratorio

5.8.2 Laboratorio 1

Se incluirán diversas pruebas de rutina en transformadores de corriente basándose en el probador universal de OMICRON el “TC Analyser”. Ver sección de **Anexos**.

5.8.3 Laboratorio 2

Se desarrollará una breve prueba de configuración y ajuste del relé de distribución de Eaton, el EDR-5000, utilizando el software gratuito proporcionado por el fabricante en su sitio Web, el “EDR Wizard 2.0” y “PowerPort-E”. Ver sección de **Anexos**.

5.8.4 Laboratorio 3

Se aborda una metodología para las pruebas del elemento de sobrecorriente 50/5, haciendo uso del probador de relés CMC356. Ver sección de **Anexos**.

5.8.5 Laboratorio 4

Se realizará una prueba del elemento de sobrecorriente direccional (67) empleando el probador CMC356. Ver sección de **Anexos**.

CONCLUSIONES

Los límites de error establecidos por la norma IEEE C57.13 para transformadores de corriente son una referencia útil y rápida para evaluar el estado de estos dispositivos, basta con la comparación de esos valores y los errores obtenidos en las diversas pruebas realizadas en los TC, por supuesto esto será únicamente válido si las pruebas siguen los lineamientos especificados en dicha norma.

Las pruebas a los transformadores de instrumentación son importantes, puesto que estos equipos son una interfaz entre el sistema de potencia y los relés de protección, reduciendo las señales de intensidad de corriente y tensión, a valores adecuados que pueden ser conectados a las entradas de los relés de protección, las pruebas en los transformadores de instrumentación se recomiendan realizarlas cada año, para verificar si se encuentran en condiciones óptimas de operación.

La selección y configuración de los esquemas de protección deben brindar la mayor confiabilidad posible a la red eléctrica que se quiere proteger. Esto se logra conociendo las particularidades de la red y la experiencia que se tiene en la misma, tanto para la selección del fabricante, así como para la configuración de los elementos de protección.

La complejidad de los sistemas de protección se ve reducida a medida que se aproxima a la carga, este es el caso de los sistemas de distribución, donde las redes se vuelven prácticamente radiales, en estos casos es más conveniente el empleo de dispositivos más “sencillos” tales como los fusibles y recloser, dependiendo de la ubicación y modos de falla de la red.

Para la implementación del laboratorio de protecciones, se deben realizar el tipo de pruebas de inyección secundaria, trabajando con menores magnitudes eléctricas, protegiendo los equipos y mejorando la seguridad de los estudiantes.

Las pruebas rutinarias de los instrumentos de medición y relés de protección se ven simplificadas en gran medida haciendo uso de equipos diseñados propiamente para eso, tal es el caso de los probadores universales que incorporan diversos componentes electrónicos capaces de simular condiciones específicas, y obtener resultados satisfactorios.

Con la teoría proporcionada en este trabajo y las practicas propuestas, los estudiantes de la escuela de ingeniería eléctrica de la Universidad de El Salvador recibirían un aporte significativo a sus conocimientos teóricos adquiridos en diversas asignaturas, teniendo así un primer acercamiento al tratamiento con dispositivos utilizados en el mundo de las protecciones de sistemas de potencia tales como el relé de protección y sus probadores universales.

REFERENCIAS

- Anderson, P. M. (1999). *Power System Protection*. Mc-Graw Hill.
- Blackburn, J. L., & Doming, T. J. (2007). *Protective Relaying Principles and Applications*.
- Cooper Power Systems. (2005). *Electrical Distribution-System Protection*.
- Electric Power Research Institute. (2014). *Electric Power Distribution Handbook*.
- Ferrer, H. J., & Edmund O. Schweitzer, I. (2010). *Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems*.
- Glover, J. D., Sarma, M. S., & Overbye, T. J. (2012). *Power System Analysis and Design*.
- Grainger, J. J., & William D. Stevenson, J. (1994). *Power System Analysis*.
- Horowitz, S. H., & Phadke, A. G. (2014). *Power System Relaying*.
- IEC 60044-6. (1995). *Requirements for protective CT for transient performance*.
- IEC 61869-2 . (2012). *Additional Requirements for Current Transformers*.
- IEC60044-2. (1997). *International Standard Instrument transformers*.
- IEEE Std 241. (1990). *Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings*.
- IEEE Std 242. (2001). *Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*.
- IEEE Std 551. (2006). *Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems*.
- IEEE Std 605. (2008). *Guide for Bus Design in Air Insulated Substations*.
- IEEE Std 643. (2004). *Guide for Power-Line Carrier Applications*.
- IEEE Std C37.010. (2016). *Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers > 1000 Vac Rated on a Symmetrical Current Basis*.
- IEEE Std C37.04. (1999). *Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers*.
- IEEE Std C37.110. (1996). *Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes*.
- IEEE Std C37.113. (1999). *Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*.
- IEEE Std C37.2. (2008). *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*.
- IEEE Std C37.230. (2007). *Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines*.
- IEEE Std C37.236. (2013). *Guide for Power System Protective Relay Applications Over Digital Communication Channels*.
- IEEE Std C37.42. (2016). *Standard Specifications for High-Voltage (>1000 V) Fuses and Accessories*.

- IEEE Std C37.46. (2010). *Standard Specifications for High-Voltage (>1000 V) Expulsion and Current-Limiting Power Class Fuses and Fuse Disconnecting Switcher.*
- IEEE Std C37.48.1. (2011). *Guide for the Application, Operation, and Coordination of High-Voltage (>1000 V) Current-Limiting Fuses.*
- IEEE Std C37.90. (2005). *Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus.*
- IEEE Std C57.13. (2016). *Standard Requirements for Instrument Transformers.*
- IEEE Std C57.13.1. (1981). *Guide for Field Testing of Relaying Current Transformers.*
- IEEE Std C57.13.5. (2019). *Standard for Performance and Test Requirements for Instrument Transformers of a Nominal System Voltage of 115 kV and Above .*
- Martínez, E. (2018). *Diagnóstico De Transformadores De Corriente Y De Potencial A Partir De La Evaluación Y Análisis De Resultados De Pruebas.* [Tesis de grado, Universidad Distrital Francisco José De Caldas].
- Nack, D. (2005). *Reliability of Substation Configurations.* Iowa State University.
- Pansini, A. J. (2005). *Guide to Electrical Power Distribution Systems.*
- Ramírez Castaño, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos.*
- Sallam, A. A., & Malik, O. P. (2011). *Electric Distribution Systems.*

ANEXOS

Prelaboratorio 1: Dimensionamiento de un transformador de corriente

Objetivos

- Estudiar parámetros importantes de los transformadores de corriente.
- Demostrar la utilidad de un transformador de corriente en la protección de sistemas de potencia.
- Conocer tipos de transformadores de corriente utilizados en ingeniería eléctrica.
- Proporcionar metodología sencilla para determinar la relación de transformación y clase de precisión de un transformador de corriente de protección.

Introducción

Como bien se sabe, la protección en un sistema de potencia es sumamente importante, se requiere de un sistema de control con la capacidad (inteligencia) para realizar funciones específicas de acuerdo con las condiciones de la red, un relé es un dispositivo eléctrico diseñado para responder a condiciones de entrada (eléctricas, mecánicas, térmicas) de una manera determinada, realizando una operación de contacto o un cambio brusco similar en los circuitos de control eléctrico asociados, en el presente ámbito son utilizados junto a los interruptores de potencia, que realizan las maniobras de conexión y desconexión del sistema eléctrico. Además de esto es necesario que las corrientes y tensiones (a nivel de red) sean **transformadas** a valores mucho más bajos a manera de compromiso con la seguridad de las personas cuando sea requerido calibrar o realizar pruebas en relés, La **transformación** antes mencionada es llevada a cabo mediante los TC y TP¹⁰, para la presente practica previa al laboratorio se hablara únicamente de los transformadores de corriente.

Generalidades

En el caso de los TC su circuito primario en general está en serie con la línea a medir o controlar, en TCs tipo ventana el conductor hace de circuito primaria sin ser una parte propia del transformador, estos son comunes en baja tensión.

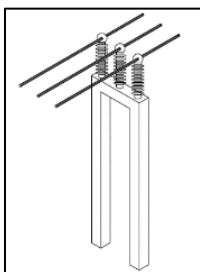


Figura 168. Ejemplo de TCs tipo exterior

¹⁰ Los transformadores de instrumento, diseñados para reproducir en un circuito secundario y en una relación definida la corriente o tensión de su circuito primario manteniendo su relación de fase.

En El Salvador los valores usuales secundarios para TC y TP a 60 Hz son 5 A y 120 V RMS respectivamente, tanto relés como los transformadores de instrumento deberán estar diseñados para esos valores al usarse en conjunto, aunque hoy en día los relés microprocesados admitan mayor flexibilidad en ese aspecto, a continuación, se mencionan algunos parámetros importantes o conceptos para estos equipos.

- Relación de transformación: Razón entre el valor de corriente nominal primaria y corriente nominal secundaria, indicado en placa.
- Polaridad: Indicación de la dirección relativa instantánea de las corrientes primaria y secundaria de un TC o TP.
- Factor térmico de corriente nominal continua (RF): Factor multiplicador de la corriente nominal que puede circular continuamente por el devanado primario del TC sin exceder un límite de incremento de temperatura respecto al ambiente, establecido por norma (30°C en IEEE C37.110). Estos factores pueden ser 1.0, 1.33, 1.5, 2, 3 o 4, por lo tanto, un TC de relación 200:5 y RF de 1.33 podría trabajar hasta 266:6.6 A en sus devanados sin incrementar su temperatura en más de 30°C.

Tipos de TC

Se cuenta con 2 tipos de transformador de corriente tanto para medición como para protección:

3. **Interior:** Para ambiente cerrado, como gabinete o celda, convenientemente protegidos con algún aislante externo tal como la resina epoxi, relativamente susceptibles a la humedad y a la temperatura.

La forma constructiva de estos puede ser:

- Tipo ventana: Donde el núcleo con forma de dona y envuelto por el secundario permite el paso del conductor (primario) en su hueco.
- Tipo barra: De la misma manera que en el tipo ventana con la diferencia que una barra permanente atraviesa el hueco del núcleo.
- Tipo bobinado: En este caso se cuenta con un devanado primario que al igual que el secundario está dispuesto sobre un núcleo magnético.

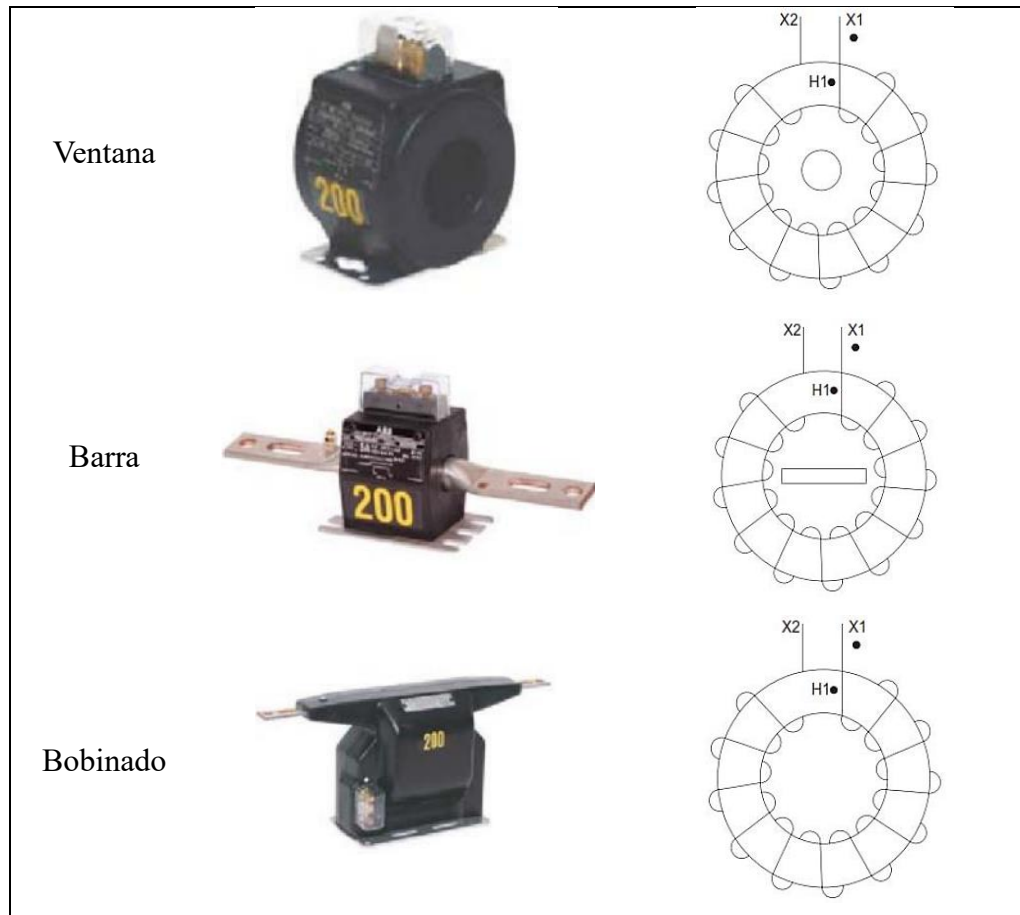


Figura 169. Tipos de TC interior

4. **Exterior:** Cuenta con una mejor protección contra la contaminación exterior, usualmente cerámica.

La forma constructiva de estos puede ser:

- **Primario en U:** Conocido también como tipo tanque u horquilla por la manera en que está ubicado su conductor primario (en U) y por la ubicación de los núcleos en la parte inferior hasta un *tanque* con aceite aislante en donde se encuentra también el o los devanados secundarios. Suele utilizarse en lugares con alto nivel sísmico debido a su bajo centro de gravedad y valores de corrientes nominal de hasta 1.6 kA y 30 kA de cortocircuito.
- **Pasante:** Conocido también como tipo invertido o de núcleo superior debido a que su primario (corto y en forma de barra pasante) y los secundarios se ubican en la parte superior de una columna de aisladores, tiene bajas pérdidas térmicas por ello se usa para altas corrientes nominales y de cortocircuito.

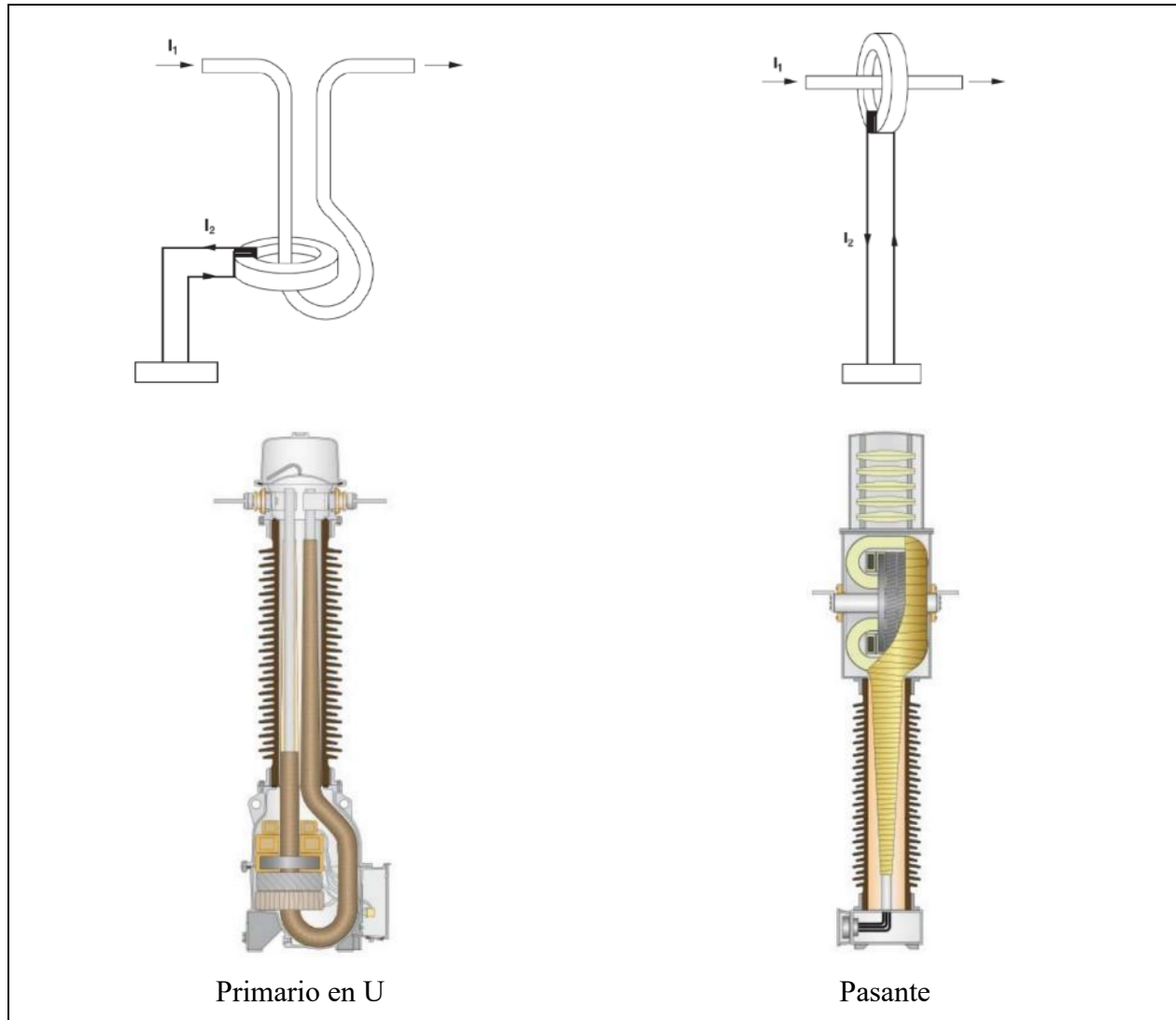


Figura 170. Tipos de TC exterior

Todos los transformadores de corriente deben contar con una identificación clara de sus terminales, de acuerdo con ANSI las letras H y X denotan terminales del primario y secundario, así como un punto que muestre la polaridad de ambos.

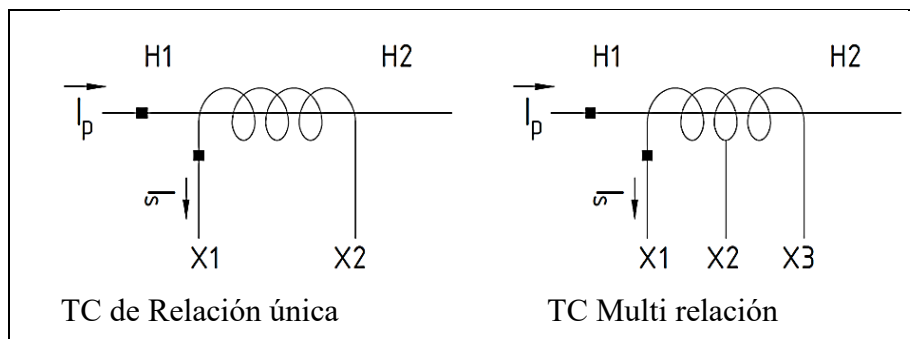


Figura 171. Convención de polaridad en TC según ANSI-IEEE

Diferencias respecto a los TC de medición

La aplicación de un transformador de corriente depende en gran medida de las características de su núcleo, en el caso de un TC de medición (contadores, instrumentos de Power Quality, calibración) requerirá múltiples chapas de gran permeabilidad y rápida saturación permitiendo que las sobrecorrientes no afecten el secundario, además de proporcionar una gran precisión con corrientes primarias del orden del 10% de la corriente nominal, utilizan burden con valores bajos y poseen menores tensiones de saturación, diseñados para operar entre un 5 a 120 % de sus corrientes nominales.

Circuito equivalente de un T.C.

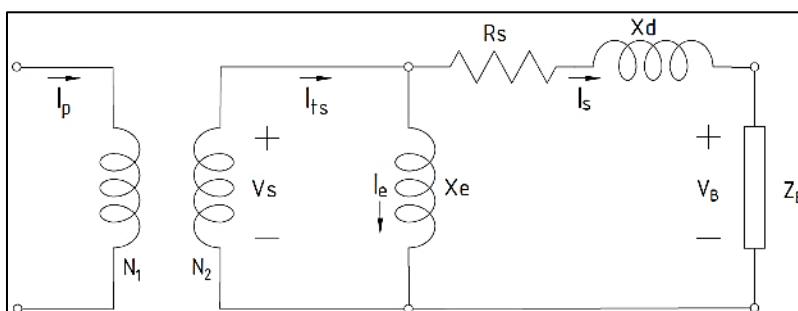


Figura 172. Modelo de un TC

Donde:

- V_s : Tensión de excitación secundaria
- V_B : Tensión terminal en el burden
- I_p : Corriente primaria
- X_e : Impedancia de excitación
- I_{ts} : Corriente total secundaria
- R_s : Resistencia devanado secundario
- I_s : Corriente de carga secundaria
- X_d : Reactancia de dispersión
- N_2/N_1 : Relación de vueltas
- Z_B : Burden total

En general el burden de un transformador de instrumentación es una propiedad que describe la potencia activa y reactiva en sus terminales secundarios, por ello puede ser expresado en Ohms o VA junto a un factor de potencia. Por otro lado, la reactancia de dispersión (X_d) de muchos TC es despreciable e ignorada en cálculos.

Precisión

Otra propiedad importante en un TC es la precisión, la manera en que reproduce con fidelidad la corriente secundaria a partir de la primaria y su relación. Por ello los transformadores de instrumento deberán especificar una **clase de precisión** que garantice no alcanzar un estado de saturación y por tanto un error bajo en todo momento.

En el caso de un TC para uso con relés de protección sus errores máximos están definidos en la siguiente tabla:

Clase del relé	Error de relación	
	A corriente nominal	A 20 veces la corriente nominal
C y T	3%	10%
X	1%	Definida por el usuario

Tabla 36. Límites de precisión en transformadores de corriente de protección, Fuente: IEEE Std C37.110

La **clase de precisión** está definida según ANSI-IEEE por un código compuesto por una letra seguida de un valor de tensión terminal secundaria a 20 veces la corriente nominal secundaria sin exceder el error de 10%.

Algunas designaciones de letras tienen el siguiente significado:

- C: Reactancia de dispersión despreciable y el error de transformación puede ser calculado con la curva de excitación.
- K: Difiere en C respecto a la ubicación del voltaje de rodilla que en este caso deber ser como mínimo la tensión terminal secundaria.
- T: La relación de transformación debe ser determinada mediante prueba.

Los valores nominales de voltaje terminal, burden (valido tanto para 60 como 50 Hz) para relés de protección de 5 A pueden apreciarse en la siguiente tabla:

Designación	Resistencia [Ω]	Impedancia [Ω]	Potencia a 5 A [VA]	FP	Tensión terminal [V]
B-0.1	0.09	0.1	2.5	0.9	10
B-0.2	0.18	0.2	2.0	0.9	20
B-0.5	0.45	0.5	12.5	0.9	50
B-1.0	0.50	1.0	25.0	0.5	100
B-2.0	1.00	2.0	50.0	0.5	200
B-4.0	2.00	4.0	100.0	0.5	400
B-8.0	4.00	8.0	200.0	0.5	800

Tabla 37. Burden de protección estándar, Fuente: IEEE Std C37.110

Clases de precisión de protección (relé) IEC 61869-2

El esquema de clasificación de IEC 61869-2 es sustancialmente diferente del de IEEE C57.13, sin embargo, podría decirse estos pueden correlacionarse, al menos en parte. En IEC, la clase de precisión del TC de protección es “P”. Las clases de salida nominal son 5, 10, 15, 20 y 30, donde el número representa la salida de carga en VA a la corriente secundaria nominal. Las clases de precisión preferidas son 5P (error máximo del 5%) y 10P (error máximo del 10%). Por ejemplo, Un TC con 10 VA 5P20 implicaría un TC de protección con un error máximo de 5% a una corriente 20 veces el valor nominal, con una carga de 10 VA.

En consecuencia, la precisión del 10 por ciento de IEEE puede compararse con la clasificación IEC 5P como se muestra en la Tabla 11.

IEEE C57.13	IEC 61869-2
C100	25 5P20
C200	50 5P20
C400	100 5P20
C800	200 5P20

Tabla 38. Clases de precisión equivalente

Curva de excitación

La saturación de un TC puede ser estimada siguiendo ciertos métodos:

- Curva de excitación
- Método de fórmula
- Simulación en computadora

La norma IEEE C37.110 menciona el uso del primer método, a partir de curvas proporcionadas por el fabricante o bien partiendo de una genérica, curvas que se en primera instancia se obtuvieron aplicando tensión en el secundario con el primario abierto, se mide tensión secundaria y corriente de excitación.

A continuación, se muestran curvas de excitación típicas para transformadores de corriente de relación múltiple clase C:

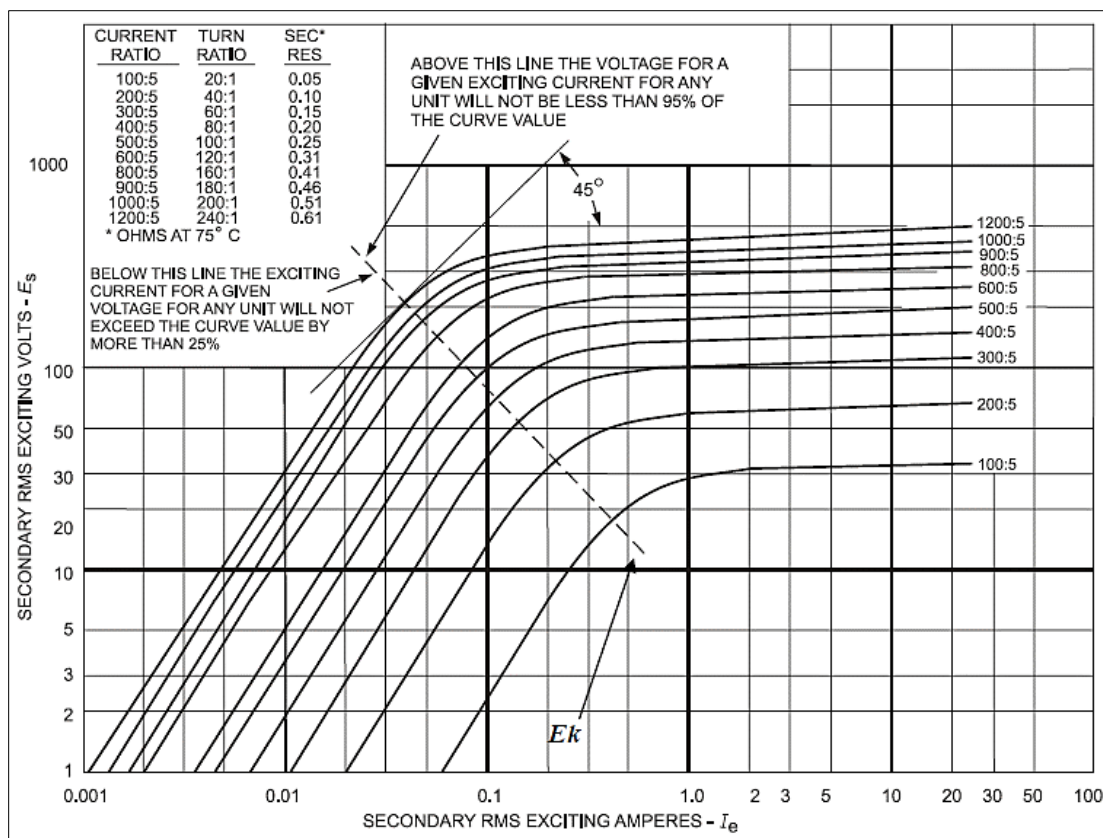


Figura 173. Curva de excitación típica para TCs multirelación, Fuente: IEEE C57.13

Caso contrario en los TC de protección, pues en estos es deseable una saturación lenta que permita conservar la relación de transformación en caso de falla (hasta 20 veces la corriente nominal) y permitir la correcta operación de los dispositivos de protección.

En la práctica se pueden especificar transformadores de corriente con núcleos independientes para propósitos de medición y protección.

Conexión de típica de un TC

En cuanto a la conexión, en la mayoría de los casos es aplicable la configuración estrella.

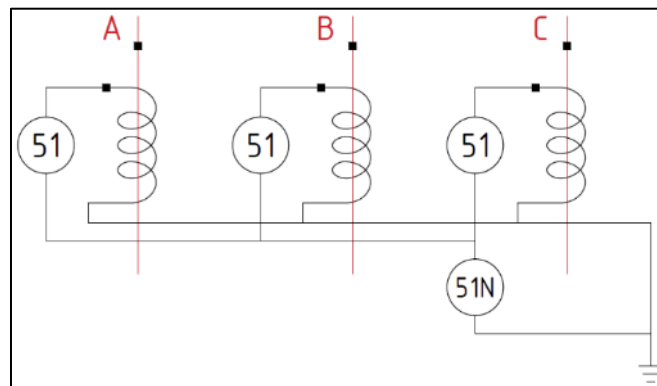


Figura 174. Conexión estrella típica en transformadores de corriente.

Donde los elementos 51 y 51N representan un relé de sobrecorriente de tiempo y de tierra respectivamente.

Donde se muestra, además, la resistencia del devanado secundario (R_s a una referencia de 75°C) según la relación de transformación.

Desarrollo de prelaboratorio

A continuación, se proporciona un ejemplo sencillo de determinación de clase C para un transformador de protección partiendo de la curva de excitación mostrada en la figura 173.

Se desea determinar un TC clase C (Reactancia de dispersión despreciable) en lugar con corriente de falla máxima de 20 kA. Respetando la norma se desea que para 20 veces la corriente nominal no se exceda un error de 10%, por lo tanto, la corriente primaria del TC puede calcularse como:

$$I_p = \frac{20 \text{ kA}}{20} = 1000 \text{ A}$$

Por seguridad se selecciona una relación de 1200:5 en lugar de 1000:5. Si se tiene un error de 10%:

$$\frac{I_E}{I_S} = 0.1$$

En el caso de falla la corriente secundaria no excederá $(5 \text{ A}) \times 20 = 100 \text{ A}$ de modo que la corriente de excitación no será mayor a 10 A. Revisando la curva para 10 A de excitación la tensión secundaria es de aproximadamente 500 V, la tensión en el burden será de aproximadamente:

$$V_B \approx V_S - I_S R_S = 500 - 100 \times 0.61 = 500 - 61 = 439 \text{ V}$$

Por lo tanto, al elegir un burden inmediato inferior con B-4.0 (C400) con impedancia $4\angle 60^\circ \Omega$ la tensión terminal será de 400 V, de modo que:

$$V_S \approx V_B + I_S R_S = 400 + 100 \times 0.61 = 400 + 61 = 461 \text{ V}$$

De la gráfica para $V_S = 461 \text{ V}$ la corriente de excitación es de aproximadamente 3 A así el error será cercano al:

$$\text{Error} = 100\% \times \frac{I_E}{I_S} = 100\% \times \frac{3}{100} = 3\%$$

Por lo tanto, puede elegirse con tranquilidad la clase de precisión **C400**.

Casi todos los TC de protección están cubiertos por la clasificación C o K, de tipo bushing con devanados distribuidos uniformemente y por tanto reactancia de dispersión despreciable.

Asignación

Se utilizó un software de simulación gratuito para la obtención de las corrientes de falla del siguiente circuito:

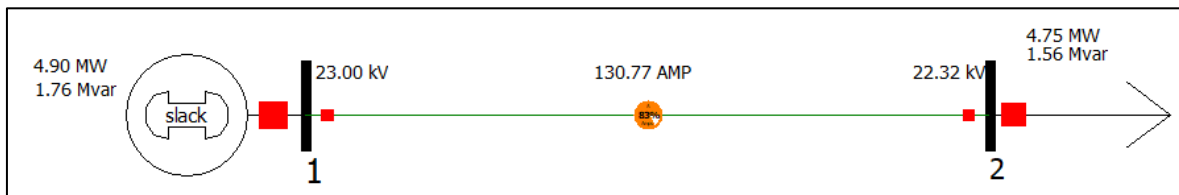


Figura 175. Red simulada para asignación

Con:

Tensión nominal: 23 kV

$$Z_g = 0.05 + j (\Omega)$$

$$Z_L = 1.5 + j5 (\Omega)$$

$Z_2 = 5 \text{ MVA}$ con factor de potencia de 0.95 en atraso

El mayor valor se obtuvo con la falla de 1 línea a tierra resultando en:

$$I_f = 13.31 \text{ kA}$$

Encuentre la relación de transformación y clase de precisión para el transformador de protección (TC) a instalar sobre el BUS 1. Tome como base el ejemplo anterior y la curva de excitación de la figura 173.

Encuentre el error previsto con el burden seleccionado.

R/ 800:5, C200, ~0.03%

Prelaboratorio 2: Introducción a la protección contra sobrecorriente (51)

Objetivos

- Repasar conceptos de corrientes de falla en sistemas de potencia
- Utilizar el sistema por unidad para la obtención de corrientes de falla en una red eléctrica
- Proporcionar la perspectiva de utilizar una herramienta de simulación de sistemas de potencia para evaluar el comportamiento de una red en condiciones de fallas
- Aplicar conceptos de protección en sistemas de potencia radiales
- Brindar una mejor comprensión del elemento de sobrecorriente en relés de protección

Introducción

Corrientes de cortocircuito

La principal falla en los sistemas de potencia son los cortocircuitos, que se definen como una conexión de relativamente baja resistencia o impedancia, entre dos o más puntos de un circuito que están normalmente a tensiones diferentes. Las altas magnitudes de corriente durante fallas de cortocircuitos pueden producir efectos catastróficos para un sistema de potencia. Unos de los primeros efectos es el calentamiento excesivo en los conductores, así como las fuerzas mecánicas en los mismos que pueden destruir los aisladores, destruir los bobinados de los transformadores o causar otras clases de danos físicos. Las altas corrientes también ocasionan anomalías en el voltaje en fases no falladas. Como último efecto negativo es la energía liberada en forma de arco eléctrico que por sí mismo puede generar incendios, los cuales pueden expandirse más allá de la zona de la falla de cortocircuito.

El principio fundamental para calcular la corriente de cortocircuito es la ley de Ohm, el cual involucra las impedancias de una red y el nivel de tensión aplicado.

El proceso general para la determinación de la corriente de fallas implica la implementación del teorema de Thévenin y los pasos siguientes:

- Elaborar un diagrama unifilar de la red
- Determinar la impedancia equivalente Thévenin en el punto de análisis
- Conocer el valor del voltaje de prefalla

Características de los cortocircuitos

El termino asimétrico en las fallas de cortocircuito, describe el desplazamiento de las ondas AC desde el origen del plano. La mayoría de las fallas de cortocircuito son asimétricas durante los primeros ciclos y el pico de corriente de falla se da en el primer ciclo, en los ciclos siguientes se va degradando hasta convertirse en fallas simétrica. La magnitud de la corriente durante los primeros ciclos es mucho mayor debido a la componente de DC que provoca la asimetría

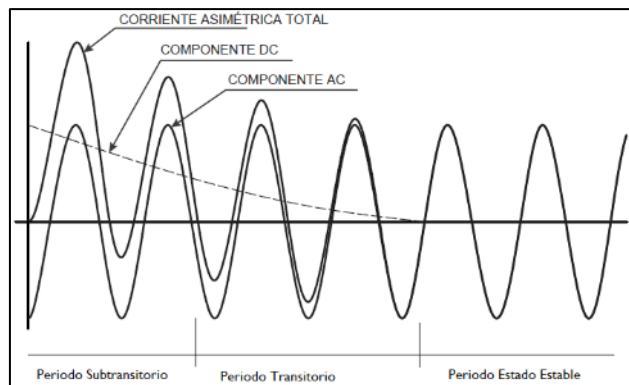


Figura 176. Comportamiento onda de corriente en condiciones de cortocircuito

Las fuentes principales que contribuyen con las corrientes de fallas son: Generadores locales, Motores síncronos, Motores de inducción, Red eléctrica en general.

Con el propósito de poder calcular la corriente de cortocircuito durante tiempos específicos se debe conocer las reactancias de las máquinas rotativas que contribuyen a la corriente de falla; estas reactancias son:

- Reactancia subtransitoria X''_d : es la reactancia del bobinado del estator en el instante que ocurre la falla y determina la corriente en los primeros ciclos del cortocircuito
- Reactancia transitoria X'_d : determina la corriente en los ciclos siguientes hasta un tiempo de 0.5 s
- Reactancia síncrona X_d : es la reactancia de estado estable de la máquina rotativa

Es necesario saber estas reactancias de las máquinas rotativas para dimensionar correctamente la capacidad de los interruptores AIC (Ampere Interrupting Capacity) que tienen un tiempo de interrupción de 3-8 ciclos. Para determinar la capacidad interruptora se emplean en el cálculo de cortocircuito las X''_d de los generadores y las X'_d de los motores síncronos y no se consideran los motores de inducción.

Tipos de fallas de cortocircuito

En la siguiente tabla se muestran los tipos de cortocircuitos que se presentan en un sistema de distribución, mientras que la figura muestra los tipos de cortocircuito posibles.

Tipo de falla	Acrónimo	Ocurrencia
Línea a tierra	LG	70%
Línea a línea	LL	15%
Doble línea a tierra	LLG	10%
Trifásica balanceada	3L	5%

Tabla 39. Fuente: Modern Power System Analysis, D. P. Kothari & I.J. Nagrath

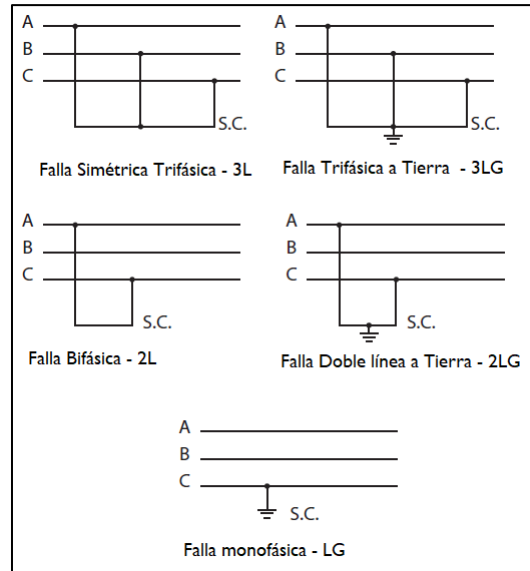


Figura 177. Tipos de fallas de cortocircuito

Las causas de los cortocircuitos pueden ser:

- Descargas atmosféricas
- Por contacto de fauna y flora
- Colapso de postes eléctricos
- Rompimiento de cables
- Incorrecta operación del personal
- Etc.

Métodos para la determinación de corrientes de cortocircuito

Los métodos empleados pueden tener normativa ANSI o IEC la implementación de estos métodos varían en la asignación de las reactancias de las máquinas rotativas y transformadores, así como los factores empleados para la determinación de las corrientes asimétricas.

La corriente asimétrica en la normativa ANSI se calcula multiplicando la corriente simétrica por un factor de asimetría, que depende de la relación X/R del circuito en análisis, el factor de asimetría se obtiene de la siguiente tabla:

Asymmetrical Factors				
Short Circuit Power Factor, Percent*	Short Circuit X/R Ratio	Ratio to Symmetrical RMS Amperes		
		Maximum 1 phase Instantaneous Peak Amperes M_p	Maximum 1 phase RMS Amperes at 1/2 Cycle M_m (Asym.Factor)*	Average 3 phase RMS Amperes at 1/2 Cycle M_a *
0	∞	2.828	1.732	1.394
1	100.00	2.785	1.697	1.374
2	49.993	2.743	1.662	1.354
3	33.322	2.702	1.630	1.336
4	24.979	2.663	1.599	1.318
5	19.974	2.625	1.569	1.302
6	16.623	2.589	1.540	1.286
7	14.251	2.554	1.512	1.271
8	13.460	2.520	1.486	1.256
9	11.066	2.487	1.461	1.242
10	9.9301	2.455	1.437	1.229
11	9.0354	2.424	1.413	1.216
12	8.2733	2.394	1.391	1.204
13	7.6271	2.364	1.370	1.193
14	7.0721	2.336	1.350	1.182
15	6.5912	2.309	1.331	1.172
16	6.1695	2.282	1.312	1.162
17	5.7947	2.256	1.295	1.152
18	5.4649	2.231	1.278	1.144
19	5.16672	2.207	1.278	1.135
20	4.8990	2.183	1.247	1.127
21	4.6557	2.160	1.232	1.119
22	4.4341	2.138	1.219	1.112
23	4.2313	2.110	1.205	1.105
24	4.0450	2.095	1.193	1.099
25	3.8730	2.074	1.181	1.092

Tabla 40. Fuente: Publication AB-11986 by NEMA

Los métodos empleados en la determinación de cortocircuito en sistemas radiales sencillos son

- Método Óhmico: generalmente usado cuando se tiene un solo nivel de V
- Cálculos en PU, cuando se tienen varios niveles de V
- Método de los MVA
- Método de los componentes simétricos para fallas asimétricas

Sin embargo, a medida que los sistemas se vuelvan más realistas (grandes) y complejos, el cálculo de corrientes de cortocircuito deben llevarse a cabo mediante software de simulación más especializados, ejemplos de estos son:

- PowerFactory (Desarrollado por DlgSILENT)
- PSS®E-Power System Simulator for Engineering (Desarrollado por Siemens)
- ASPEN OneLiner (Desarrollado por Advanced Systems for Power Engineering, Inc.)
- ETAP-Electrical Transient Analyzer Program (desarrollado por Operation Technology, Inc.)
- ATPDraw (Desarrollado por Hans Kristian Høidalen en Norwegian University of Science and Technology)
- Power World (Desarrollado por PowerWorld Corporation)

Atributo	PowerFactory	PSS®E	ETAP	Aspen OneLiner	ATPDraw	PowerWorld
Facilidad de uso	Pobre	Pobre	Regular	Bueno	Regular	Bueno
Cálculo de Isc	Bueno	Bueno	Bueno	Regular	Regular	Regular
Modelos de relé	Regular	Regular	Regular	Bueno	Bueno	Pobre
Costo de licencia	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Bueno	Bueno
Relevancia	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Regular	Pobre

Tabla 41. Resumen de atributos de software de Isc

Desarrollo de prelaboratorio

A continuación, se proporciona un ejemplo básico de una red de potencia para la cual se utilizará el software PowerWorld Simulator Version 20 (Educational) para la obtención de corrientes de falla que servirán de base para el ajuste de la protección de sobrecorriente no direccional del relé Eaton EDR-5000.

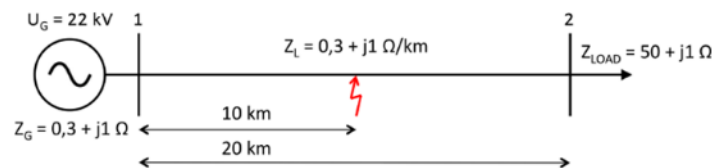


Figura 178. Red por simular en prelaboratorio

Elementos que agregar:

Bus 1

Nominal voltage: 23 kV (1.0 pu)

System slack bus: Yes

Orientation: Up

Bus 2

Nominal voltage: 23 kV

System slack bus: No

Orientation: Up

Generador

Generator MVA Base: 100 (Default)

MW Setpoint: 5

Orientation: Left

Neutral grounded: Yes

Internal sequence impedances ($Z_0 = Z_1 = Z_2$): $0.05 + j$ (Ω) Ver Nota¹¹

Línea

Impedance: $0.3 + j$ (Ω/km)

Line length: 5 km

Limit A (MVA): 6.25

Carga

MW Value: 4.75

MVar Value: 1.56

Orientation: Right

Procedimiento

Una vez convertidos los parámetros de impedancia al sistema por unidad, abrir el programa ir a la pestaña **File** y Seleccionar **New Case**.

Ya abierto el espacio de trabajo seleccionar la pestaña **Draw** y agregar los siguientes elementos:

Buses 1 y 2

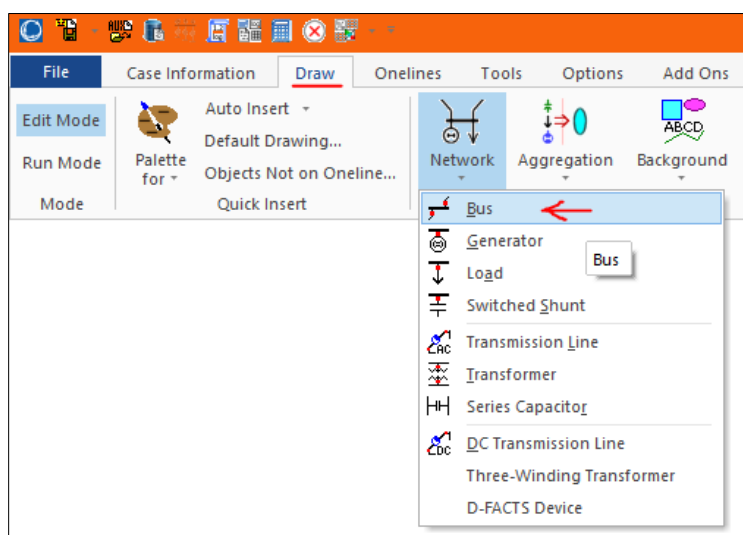


Figura 179

Hecho el paso anterior, dar 1 clic adentro del espacio de trabajo, se abrirá un cuadro donde se deberán ingresar la tensión nominal, luego clic en Ok:

¹¹ Convertir a por unidad

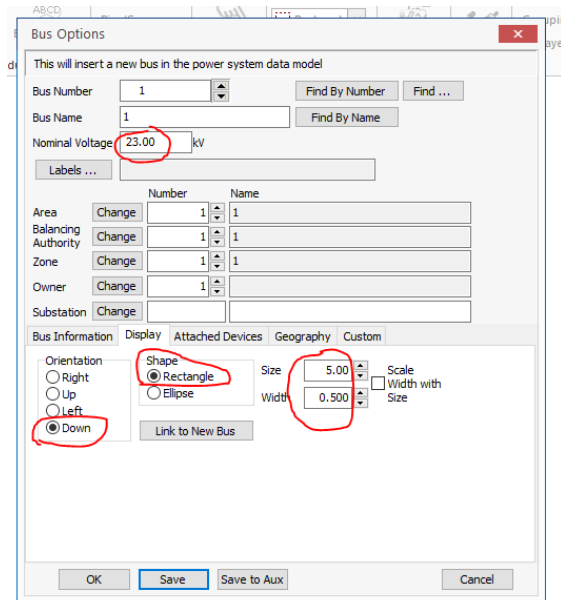


Figura 180

Posterior a la creación del **BUS 1**, puede seguirse el mismo procedimiento para la creación del **BUS 2**.

Generador

Agregar nuevamente desde la pestaña **Draw** el generador y dar 1 clic sobre el **BUS 1** para ingresar los siguientes parámetros:

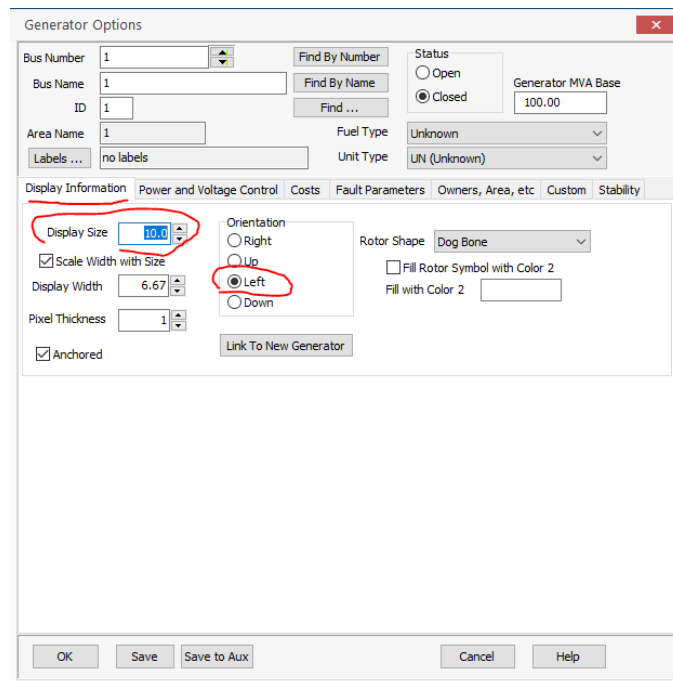


Figura 181

En el mismo cuadro seleccionar la pestaña **Power and Voltage Control** y fijar el **MW Setpoint** a 5.

The screenshot shows the 'Power and Voltage Control' tab. The 'MW Setpoint' is set to 5. The 'MW Output' is 4.904. The 'Min. MW Output' is 0.000 and the 'Max. MW Output' is 1000.000. The 'Mvar Output' is 1.759. The 'SetPoint Voltage' is 1.000000. The 'Power Factor' is 1.0000. The 'Wind Control Mode' is set to 'None'.

Parameter	Value
MW Setpoint	5
MW Output	4.904
Min. MW Output	0.000
Max. MW Output	1000.000
Mvar Output	1.759
SetPoint Voltage	1.000000
Power Factor	1.0000

Figura 182

En la pestaña **Fault Parameters** ingresar los valores de impedancias de secuencia considerando $Z1 = Z2 = Z3$ y una potencia base de 100 MVA (arrojada por defecto en el programa). Se invita al estudiante a realizar este procedimiento y corroborar los valores ingresados a continuación.

The screenshot shows the 'Fault Parameters' tab. The 'Neutral Grounded' checkbox is checked. The 'Internal Sequence Impedances' table shows the following values:

Sequence	R	X
Positive	0.00945	0.18904
Negative	0.00945	0.18904
Zero	0.00945	0.18904

Figura 183

En este punto ya es un buen momento para guardar el archivo de simulación desde la pestaña **File** del programa, donde posteriormente se ingresará un nombre.

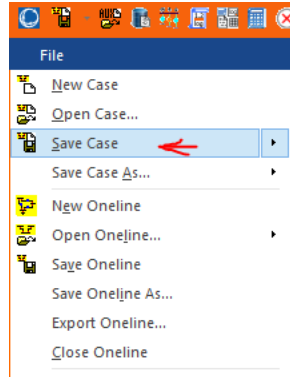


Figura 184

Línea 1

Agregar nuevamente desde la pestaña **Draw** una línea de transmisión, dar 1 clic sobre el **BUS 1** y llevar el cursor hasta el **BUS 2** y presionar **Enter** para acceder a la siguiente ventana donde se calculará las impedancias en por unidad:

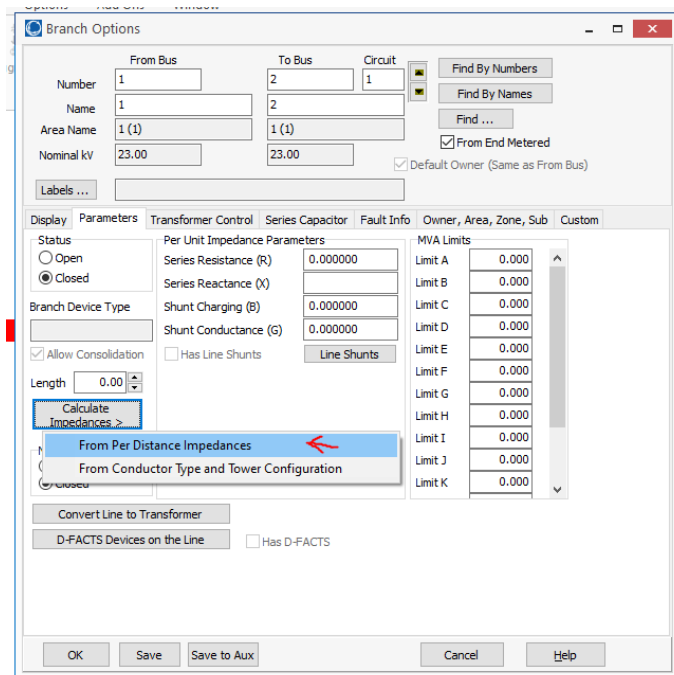


Figura 185

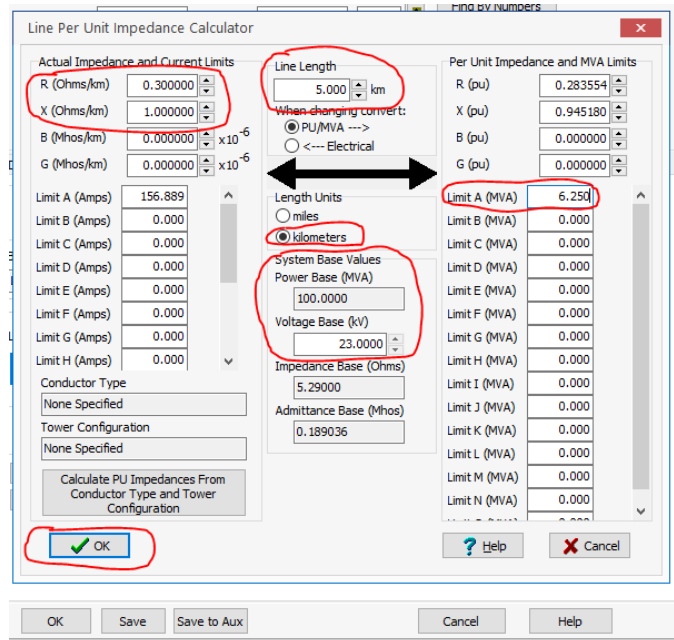


Figura 186

Confirmar los cuadros de dialogo para proceder a ingresar la carga.

Carga 1

Al igual que los elementos anteriores se abrirá un cuadro de dialogo al dar 1 clic sobre el elemento **BUS 2** luego de seleccionar el elemento **Load** desde la pestaña **Draw**.

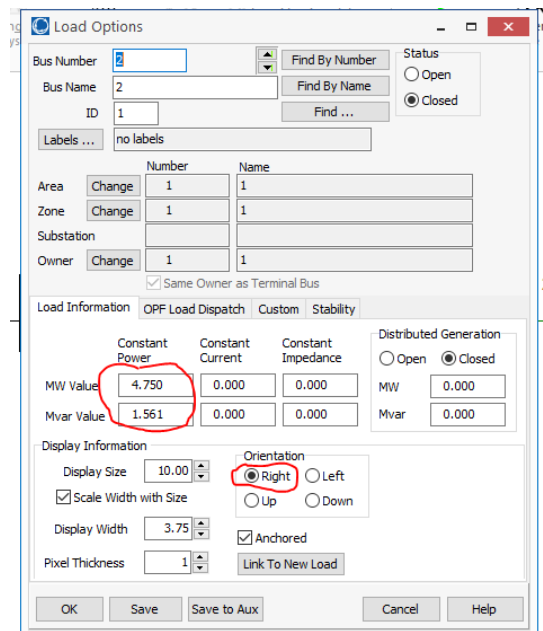


Figura 187

Luego de confirmar estos parámetros el circuito está listo para ser simulado, para ello nos dirigimos al **Run mode** y oprimimos el botón de **Play** en la pestaña **Tools**.

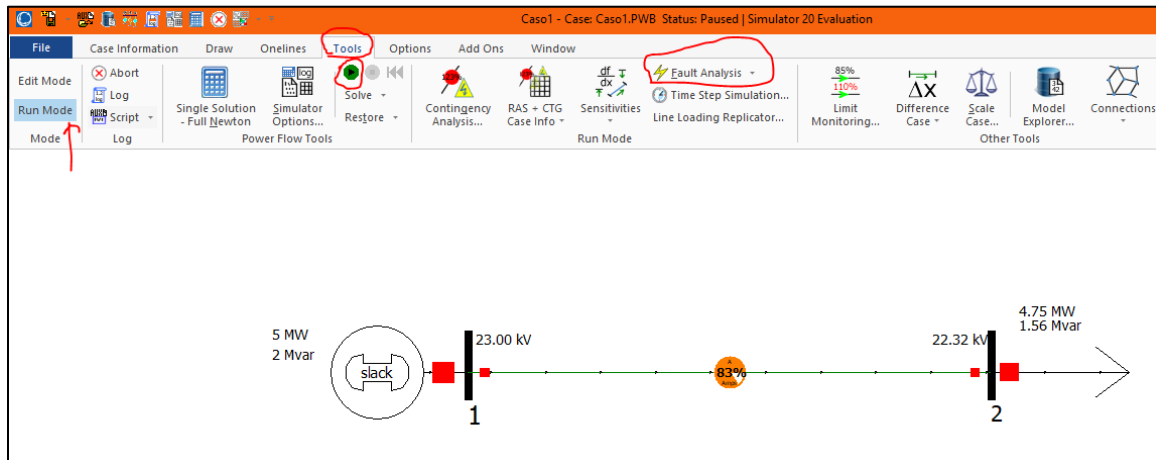


Figura 188

Para obtener los niveles de falla en los extremos de la línea debemos dar clic a **Fault Analysis** tal como se muestra en la figura previa, se nos abrirá la siguiente interfaz.

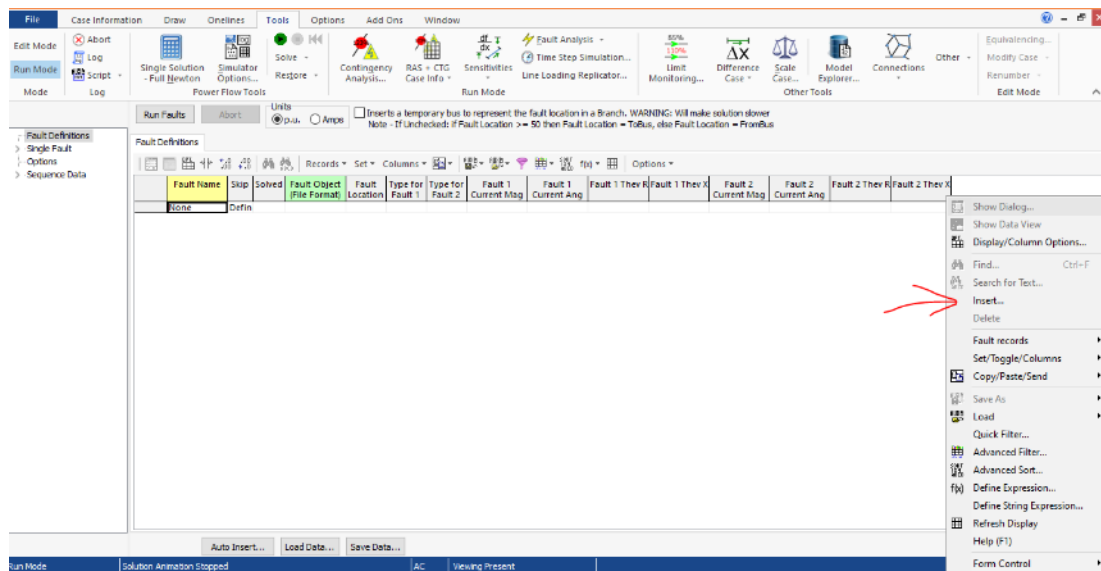


Figura 189

Donde deberemos hacer clic derecho sobre el área en blanco e **Insert**.

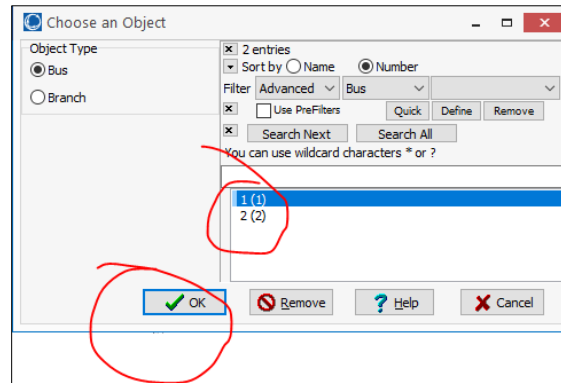


Figura 190

Deberemos ingresar los buses 1 y 2, luego seleccionaremos el tipo de falla a analizar en este caso **SLG** (1 línea a tierra) y **3PB** (trifásica balanceada) por último, solo quedaría **correr las fallas** y seleccionar mostrar los resultados en **amperios**, tal como se muestra en la siguiente figura.

Fault Name	Skip	Solved	Fault Object (File Format)	Fault Location	Type for Fault 1	Type for Fault 2	Fault 1 Current Mag	Fault 1 Current Ang	Fault 1 Thev R	Fault 1 Thev X	Fault 2 Current Mag	Fault 2 Current Ang	Fault 2 Thev R	Fault 2 Thev X
1 Bus '1'	NO	YES	Bus '1'		SLG	3PB	13296.92918	-94.04069	0.03163	0.56546	13314.17985	-93.87007	0.01109	0.18821
2 Bus '2'	NO	YES	Bus '2'		SLG	3PB	1486.90434	-83.19832	1.39474	4.71245	2151.89093	-82.30087	0.33821	1.08023

Figura 191

Asignaciones

1. Obtenga los valores de falla en [A] para los tipos línea a línea y 2 líneas a tierra.
2. Indique los valores máximo y mínimo de falla esperada en la línea de distribución.
3. Considere la falla de 1 línea a tierra como la más relevante, si la corriente de carga máxima es de 150 A y se decide que la corriente de Pickup sea de 450 A y se cuentan con transformadores de corriente de 800:5 (In) determine el Pickup que debería ingresarse al relé EDR-5000. R/0.5625

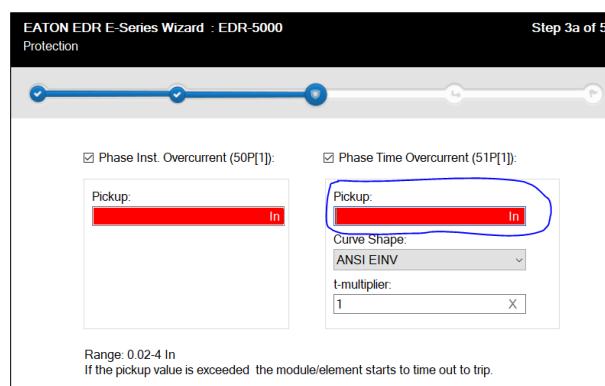


Figura 192

4. Si se optó por la utilización de una curva ANSI extremadamente inversa (con multiplicador x1), calcule los tiempos de operación esperados para el nivel de falla SLG máximo tanto en forma gráfica y como matemática de acuerdo con lo informado proporcionada con el fabricante.

Ecuación de disparo ANSI EINV:

Trip

$$t = \left(\frac{28.2}{\left(\frac{I}{I_{Pickup}} \right)^2 - 1} + 0.1217 \right) * t\text{-multiplier [s]}$$

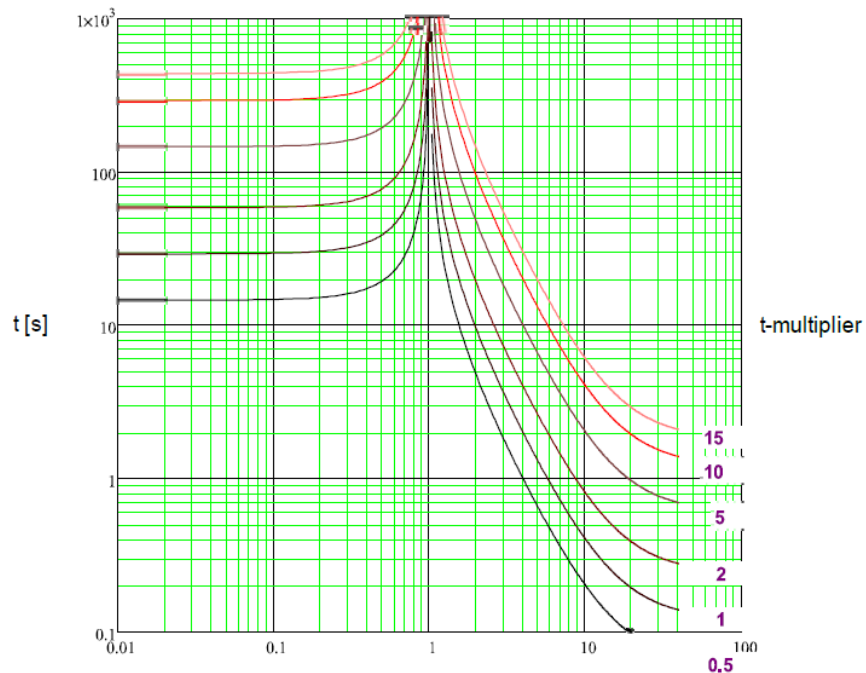
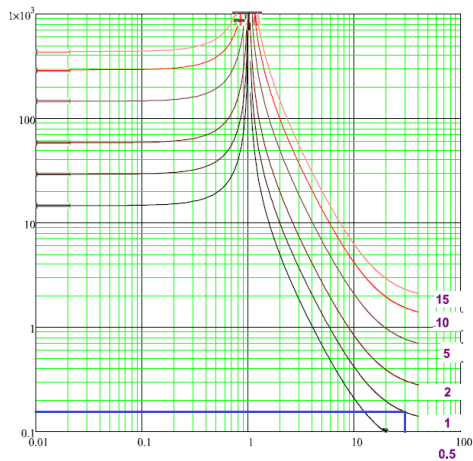


Figura 193. TCC ANSI EINV de EDR-5000

R/ 0.154 segundos



Laboratorio 1: Pruebas en transformadores de corriente mediante “CT Analyzer”

Introducción

En resumen, los equipos especializados en las mediciones con TC deben incluir muchas funciones, así como tecnologías que les permitan la realización de pruebas cruciales de forma confiable y eficiente. Un equipo como “CT Analyzer” de Omicron para pruebas de campos ofrece muchas ventajas a la hora de evaluar el estado de un TC, además de ser ligero, portable y moderno.



Figura 194. Equipo CT Analyser de OMICRON

Algunas de las funciones destacadas de este equipo son:

- Realización de pruebas de aceptación en fabrica, de aceptación en sitio y de rutina en TC con flujo de dispersión despreciable, en baja, media y alta tensión.
- Inyección de señales de bajo nivel y frecuencia variable en el lado secundario del TC.
- Evalúa el TC en función de la norma seleccionada.
- Desmagnetización luego de la prueba.
- Conexión a computadora mediante USB.

Desarrollo de la práctica

A continuación, se describen algunas de las pruebas importantes por llevar a cabo por el analizador.

Medición del burden

1. Por el lado de alta tensión, se debe abrir la línea conectada que va al lado no puesto a tierra del TC
2. Conectar únicamente la salida "Output" y la entrada "Sec" del CT Analyzer a la carga, y realizar la conexión a la tierra. Los cables desde la caja de conexiones hasta los instrumentos de medida o protección también forman parte del burden total asociado a los arrollamientos secundarios del CT
3. Finalmente, se realiza la inyección de la corriente de prueba (0.1 a 5 A) y se verifican los resultados.

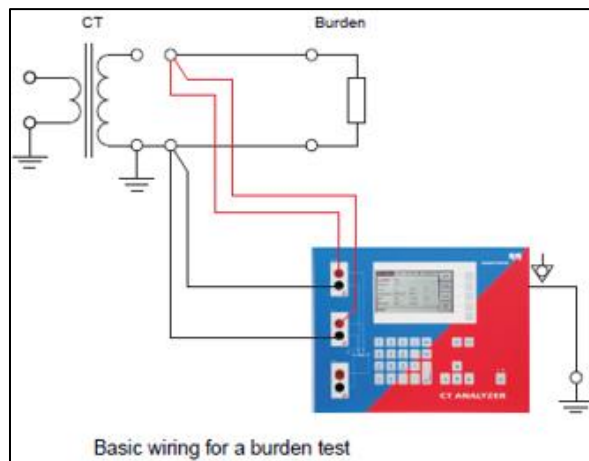


Figura 195. Fuente: CT Analyser User Manual

Resultados

- Corriente medida
- Tensión medida
- Impedancia de carga calculada
- Carga/Cos Φ

Medición de resistencia primaria

1. Verificar los terminales del devanado primario (uno abierto otro a tierra).
2. Realizar la desconexión de la carga en el secundario y conectar a tierra.
3. Conectar la entrada “Prim” y la salida de corriente “Output” del analizador al lado primario del TC.
4. Ajustar a la prueba la temperatura ambiente (medida) y una temperatura de referencia (75°C).
5. Inyección de corriente continua y verificación de resultados.

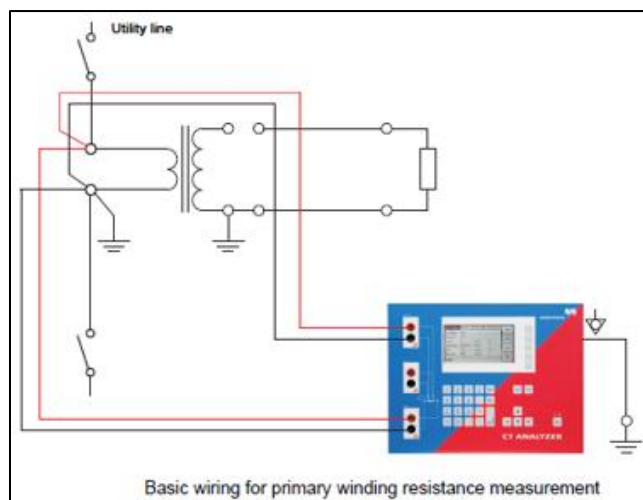


Figura 196. Fuente: CT Analyser User Manual

Resultados

- Corriente de prueba utilizada (automática) menor a 10 A
- Tensión medida durante la prueba
- Resistencia de devanado primario medida

A efectos de evaluación de resultados puede utilizarse la siguiente ecuación donde la se utiliza un valor de resistencia proporcionado por el fabricante y temperatura de referencia suele ser de 75°C.

$$R_{med} = R_{ref} \cdot \frac{235 + T_{ref}}{235 + T_{med}}$$

Medición de resistencia secundaria

1. Verificar los terminales del devanado primario (uno abierto otro a tierra).
2. Realizar la desconexión de la carga en el secundario y conectar a tierra.
3. Conectar la entrada “Sec” y la salida de corriente “Output” del analizador al lado secundario del TC.
4. Ajustar a la prueba la temperatura ambiente (medida) y una temperatura de referencia (75°C).
5. Inyección de corriente continua y verificación de resultados.

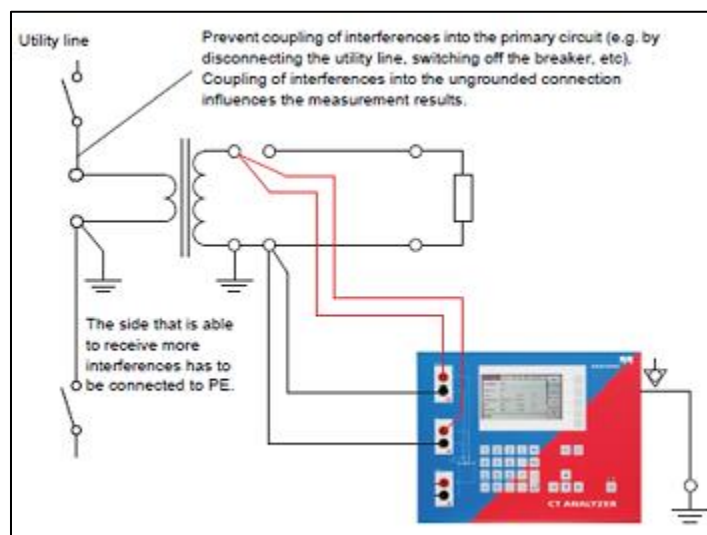


Figura 197. Fuente: CT Analyser User Manual

Resultados

1. Corriente de prueba utilizada (automática).
2. Tensión medida durante la prueba.
3. Resistencia de devanado secundario medida.

Para la evaluación de resultados de la prueba puede utilizarse nuevamente la ecuación para la prueba de resistencia primaria.

Prueba de excitación

1. Verificar los terminales del devanado primario (uno abierto otro a tierra).
2. Realizar la desconexión de la carga en el secundario y conectar a tierra.
3. Conectar la entrada “Sec” y la salida de corriente “Output” del analizador al lado secundario del TC.
4. Conectar la entrada “Prim” del analizador al lado primario del TC.
5. Configurar un valor de corriente nominal primaria (1-99000 A), secundaria (0.0001-25 A), norma de referencia para la prueba, tipo de TC (P o M), Clases, carga nominal, carga de prueba conectada (0-300 VA y fp), frecuencia, resistencia del devanado primario (0-3 k Ω).

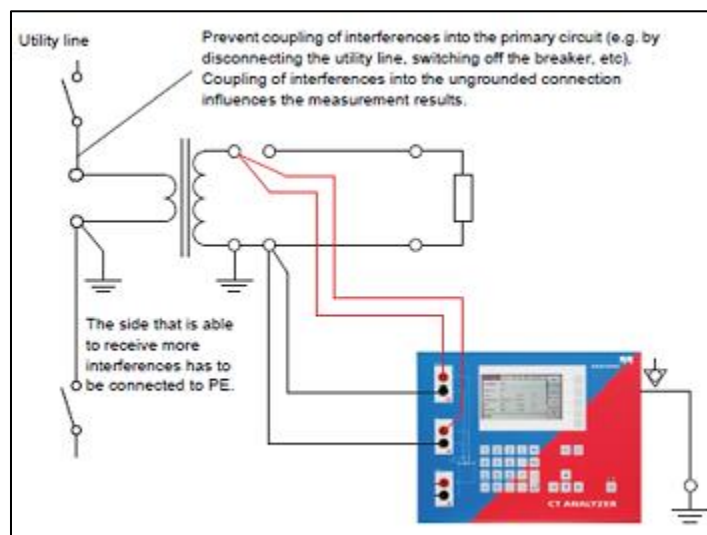


Figura 198. Fuente: CT Analyser User Manual

Resultados

Parámetro	Descripción	Aplicación	
		Protección	Medición
Vkn	Tensión de rodilla según estándar		
Ikn	Corriente de rodilla según estándar	✓	✓
Ls	Inductancia saturada	✓	✓
Lm	Inductancia no saturada	✓	✓
Ts	Constante de tiempo de secundario	✓	✓
Kr	Factor de remanencia	✓	✓
Vb	Voltaje nominal terminal secundario	✓	
FS	Factor de seguridad de instrumento (medición directa) calculado para el burden nominal y operativo.		✓
FSi	Factor de seguridad de instrumento (medición indirecta) calculado para el burden nominal y operativo.		✓

Tabla 42. Resultados de prueba de excitación según IEEE C57.13

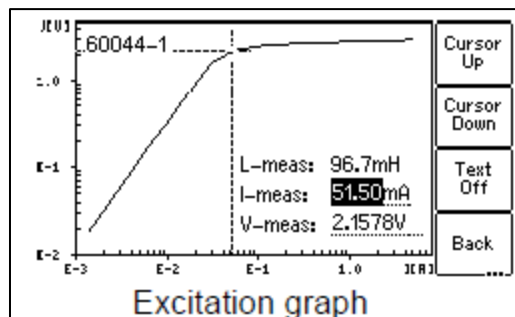


Figura 199. Ejemplo de curva obtenida según IEC 60044-1

Como puede apreciarse el aparato permite la presentación de resultados tanto según norma IEEE o IEC, algo que deberá seleccionar el usuario al configurar la prueba.

Prueba de relación

1. Verificar los terminales del devanado primario (uno abierto otro a tierra).
2. Realizar la desconexión de la carga en el secundario y conectar a tierra.
3. Conectar la entrada "Sec" y la salida de corriente "Output" del analizador al lado secundario del TC.
4. Conectar la entrada "Prim" del analizador al lado primario del TC.
5. Configurar un valor de corriente nominal.

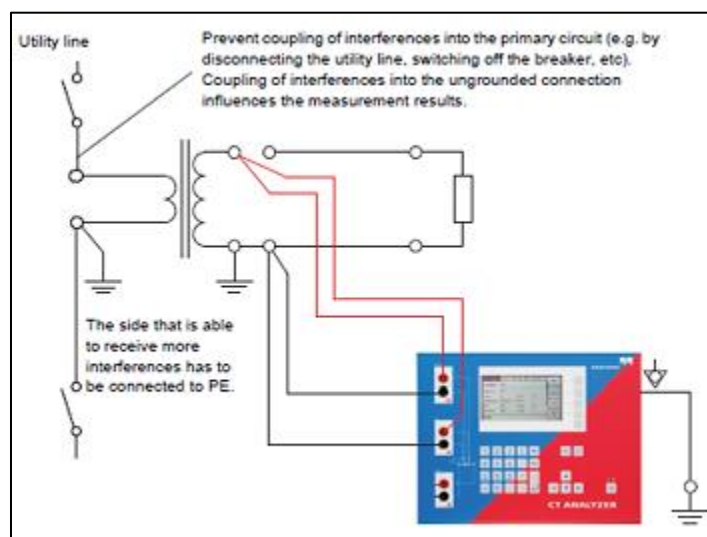


Figura 200. Fuente: CT Analyser User Manual

Resultados

Parámetro	Descripción
Relación	Error de relación de corriente en porcentaje a la corriente primaria y burden especificados.
Polaridad	Polaridad correcta (ok) si el ángulo de fase esta entre -45° a 45° , incorrecta (failed) en caso contrario.
Error compuesto	Error compuesto en porcentaje a la corriente primaria y burden operativo (visible únicamente con estándar IEC 60044-6).
Fase	Desplazamiento de fase (minutos) a la corriente primaria y burden especificados.
N	Relación de vueltas de devanados.
Error de relación	Error de relación de vueltas según estándar IEC 60044-6 TPS o 60044-1
RFC	Factor de corrección de relación para IEEE C57.13
TFC	Factor de corrección del transformador para IEEE C57.13

Tabla 43. Resultados de prueba de relación

Análisis de los transformadores de instrumentación

Una vez realizadas las pruebas rutinarias en los transformadores de corriente se vuelve necesario interpretar los resultados obtenidos para finalmente dar un diagnóstico que permita establecer un Ok, una reparación o en caso crítico un reemplazo del TC, teniendo esto presente se describirá una metodología relativamente sencilla para estimar los errores de relación y de fase de un TC partiendo de la teoría y resultados de las pruebas.

Si se tiene un TC con su secundario en corto su corriente secundaria será:

$$I_2 = I_1 \frac{N_1}{N_2}$$

Sin embargo, en situaciones practicas o en campo, esto no se cumple debido a que se requiere la corriente de excitación de por si para producir un flujo magnético en el núcleo, de manera que una mejor expresión matemática para la corriente secundaria será, esto en base al circuito equivalente ya descrito anteriormente:

$$I_2 = I_1 \frac{N_1}{N_2} - I_e$$

El error de fase puede mostrarse en un diagrama fasorial sencillo como el de la figura:

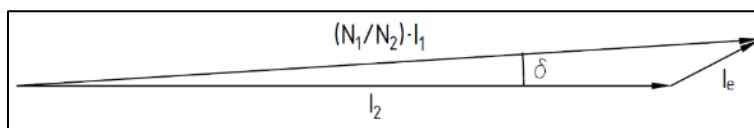


Figura 201. Diagrama fasorial de corrientes

El modelo de transformador de corriente a utilizar para el cálculo de errores incluye una componente real de la corriente de magnetización, relacionada con las pérdidas en el núcleo:

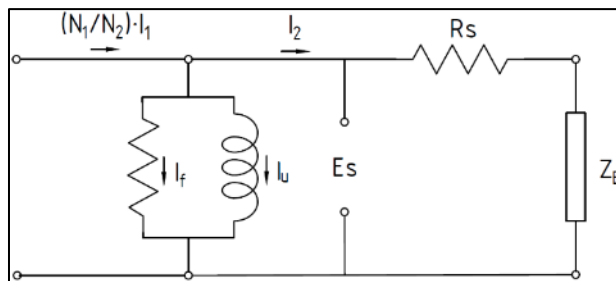


Figura 202. Modelo de análisis de TC

El método para cuantificar los errores de relación y de fase en forma porcentual consta de los siguientes pasos:

1. Se determina la tensión inducida secundaria.

$$E_s = I_2 \sqrt{(R_s + R_B)^2 + X_B^2}$$

Donde está considerado el burden y resistencia secundaria.

2. Determinar la densidad de flujo que produce la tensión secundaria ya calculada.

$$B = \frac{E_s}{\sqrt{2}\pi f \cdot A \cdot N_2}$$

Donde A es el área transversal del núcleo en mm^2 .

3. Calcular la componente real y reactiva de la corriente de magnetización.

La componente real puede estimarse haciendo uso de curvas de pérdidas específicas proporcionadas por las empresas siderúrgicas.

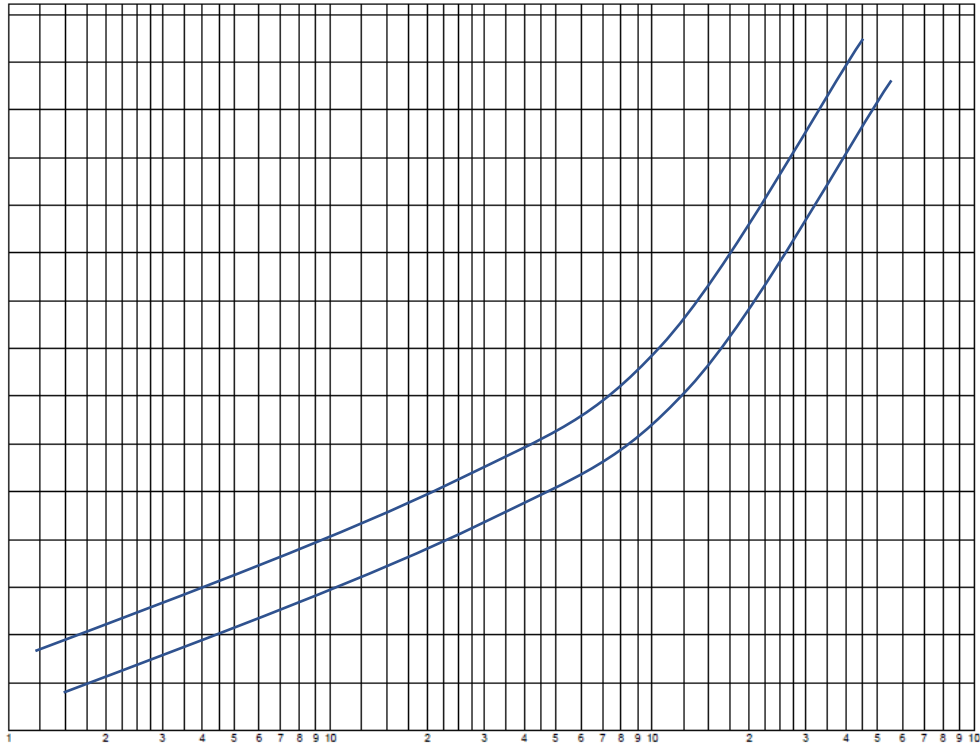


Figura 203. Ejemplo de curva de perdidas específicas (B·kg vs W/lb.)

Puede verse entonces, que conociendo la masa del núcleo y la densidad de flujo puede calcularse la partida total P_f en watts y con ello la componente real de la corriente de excitación del núcleo como:

$$I_f = \frac{P_f}{E_s}$$

Por otro lado, la componente reactiva puede estimarse haciendo uso de curvas de magnetización también proporcionadas por las siderúrgicas.

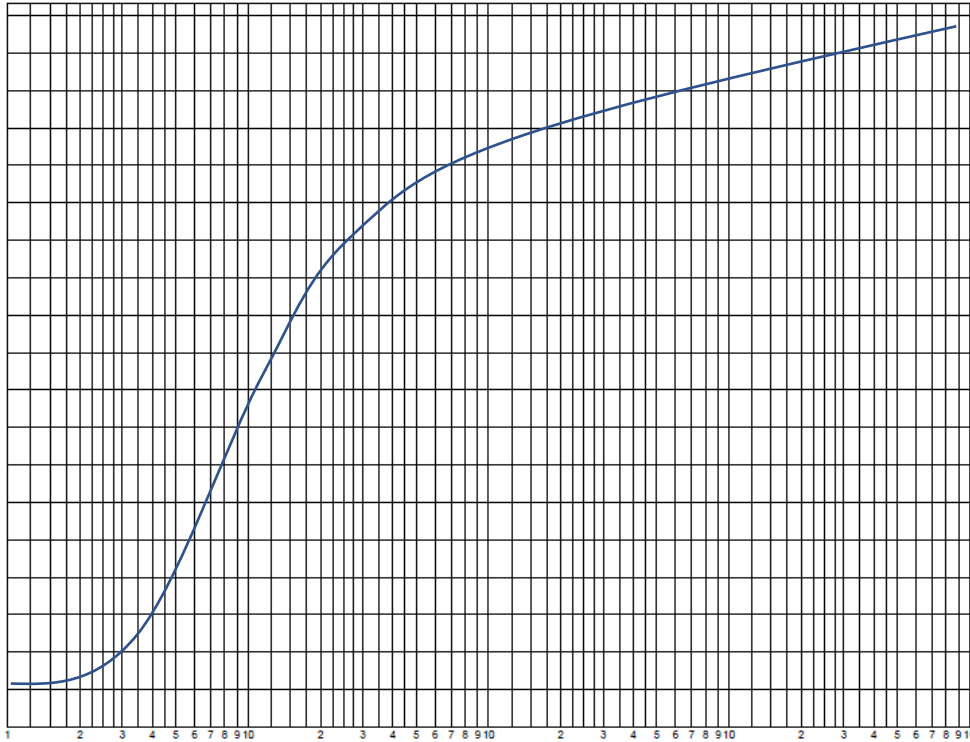


Figura 204. Curva de magnetización (T vs A/m)

Puede entonces, con el valor de intensidad de campo magnético calcularse la componente reactiva de la corriente de excitación del núcleo:

$$I_{\mu} = l_m \frac{H_{\mu}}{N_2}$$

Donde l_m representa la longitud media de la trayectoria del núcleo en cm.

4. Elaborar un esquema fasorial y en base a porcentajes de la corriente secundaria.

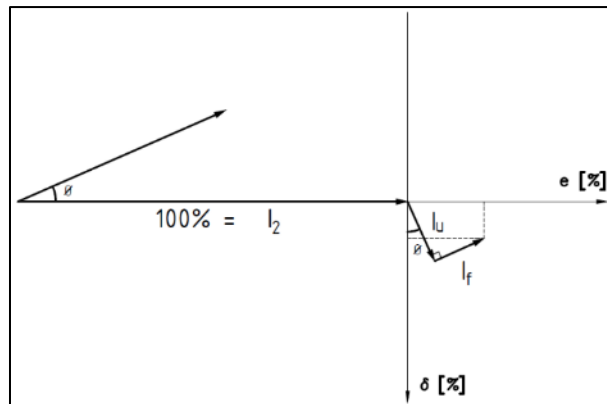


Figura 205. Representación porcentual de errores de relación y fase en TC

Donde el ángulo ϕ representa el adelanto de la tensión secundaria respecto a la corriente:

$$\Phi = \frac{X_B}{R_B + R_S}$$

Puede apreciarse que la corriente de magnetización presentara en forma porcentual los errores de relación y fase sobre los ejes vertical y horizontal respectivamente.

Una consideración adicional de los errores de relación y fase tiene que ver con el propio valor de la corriente secundaria, pues si estiman estos errores para diferentes valores de corriente a la misma carga, estos serán diferentes y eso no necesariamente tendrá que ver con diferentes condiciones de prueba, esto será más bien resultado de la no linealidad de la curva de excitación. Se ha observado que para valores bajos de corriente el error aumenta, si la magnitud crece disminuye hasta un valor mínimo (inicio de saturación) a partir de ahí el incremento en la corriente ocasionara un crecimiento aún mayor en el error llegan a un valor límite normado para un múltiplo de 20 veces la corriente.

Laboratorio 2: Ajuste del elemento de sobrecorriente del relé EDR-5000

Introducción

Relé de sobrecorriente no direccional (50, 51, 50N, 51N)

El tipo de relé¹² más básico (una variable de medición), que opera cuando su corriente excede un valor predeterminado.

Estos pueden ser de *corriente definida* cuando su operación es instantánea a partir de un valor establecido de corriente. Si se considera que la corriente de falla en un sistema disminuye a medida que se aleja de la fuente algunas zonas de protección podrían coordinarse teniendo como criterio la corriente, sin embargo, su coordinación con relés adyacentes o niveles de falla muy cercanos se vuelve prácticamente imposible, además su selectividad se ve limitada con valores de falla muy elevados, por ello este tipo de protección suele utilizarse en conjunto con algún otro tipo.

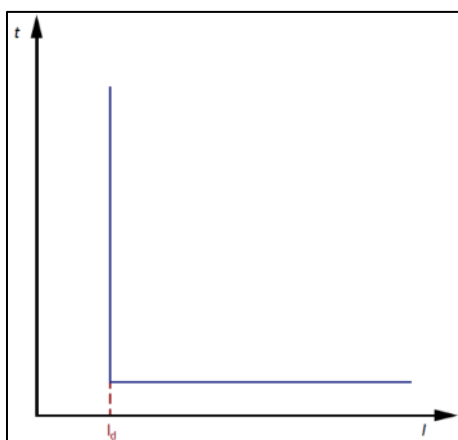


Figura 206. Característica de relé de corriente definida

También pueden ser *temporizados*, es decir su operación es posterior a cuando la falla ha sido detectada, dentro de estos temporizados se tienen los de tiempo *definido* y tiempo *inverso*.

En el caso de los relés de tiempo definido estos pueden ser útiles en casos donde las corrientes de falla oscilen de manera apreciable de acuerdo con las condiciones de la red, o bien ser utilizado en conjunto con un relé de tiempo inverso con la finalidad de proporcionar mayor rapidez frente a corrientes altas, ya que por sí solos podría darse el caso de que con corrientes altas operen en un tiempo muy alto desde el punto de vista de la seguridad.

¹² La IEEE define al relé como un dispositivo eléctrico diseñado para responder a señales de entradas en una manera preestablecida, después ante dadas condiciones especificadas, ordena la operación de contactos o cambios similares asociados a un Sistema de control

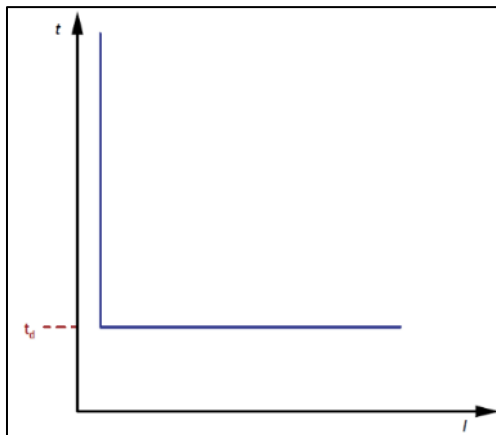


Figura 207. Característica de relé de tiempo definido

Los relés de tiempo **inverso** siguen la lógica: a mayor corriente menor tiempo de operación esto lo podemos apreciar en curvas tales como:

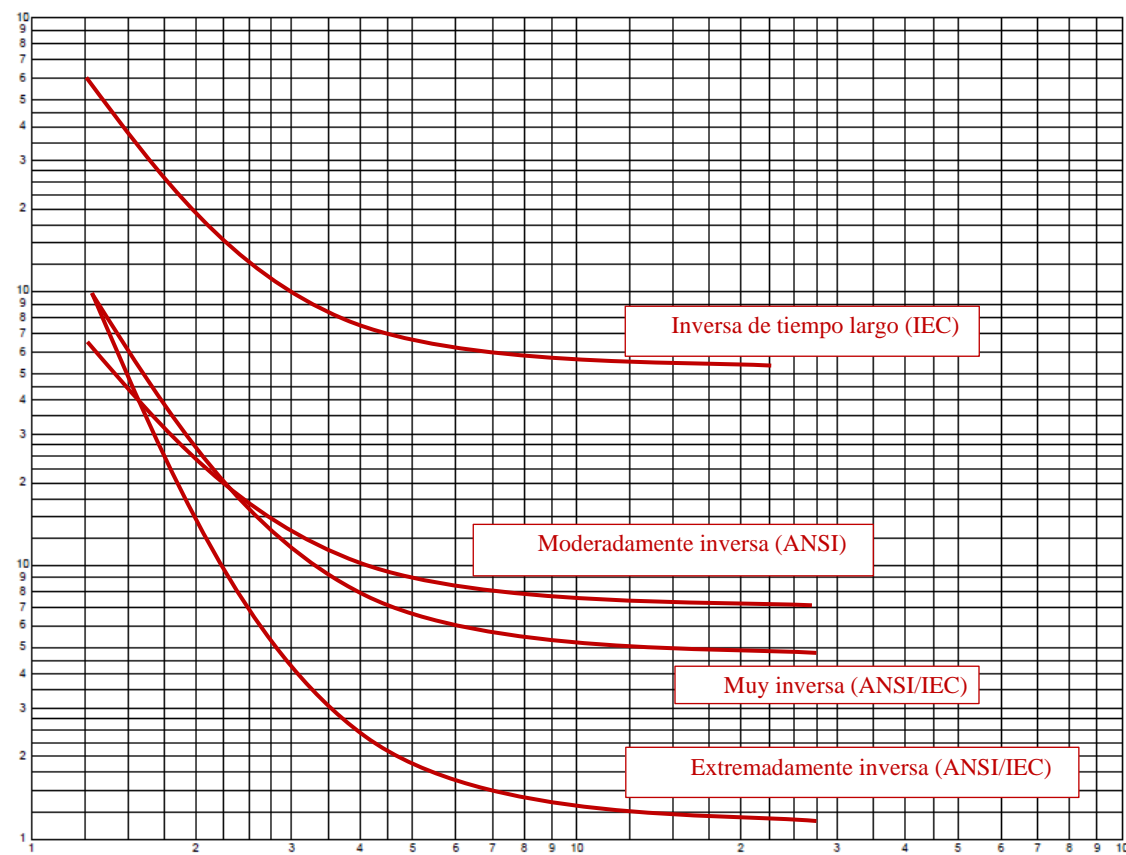


Figura 208. Variantes de curvas de tiempo inverso seleccionables y ajustables en relés digitales

Dado que hay varias formas de curvas la elección de esta tendrá como base la aplicación, por ejemplo, las características muy inversa y extremadamente inversas suelen utilizarse en la protección de sistemas de distribución dada la naturaleza de reducción de la corriente de falla con la distancia a la fuente, se coordinan con facilidad con fusibles e incluso recloser. Por otro lado, las

curvas moderadamente inversas son utilizadas comúnmente en lugares donde la corriente de falla depende principalmente de las condiciones temporales de generación.

Criterios de protección contra sobrecorriente no direccional

Para proteger un sistema de transmisión o distribución contra sobrecorriente se utilizan básicamente 3 tipos de relé.

Relés de sobrecorriente de fase: Responden de acuerdo con el valor de corriente de línea, operan a partir de un valor ajustable conocido como corriente de arranque o “**Pickup**” que suele especificarse en múltiplos de la corriente nominal. Para configurar este Pickup es necesario conocer la corriente de carga pico, las características de carga en frío (Cold load), corrientes de magnetización (Inrush). La norma IEEE C37.230 recomienda ajustar el Pickup con un valor entre **1.5 y 3.0** veces la corriente de carga máxima esperada en el alimentador protegido.

Relés de sobrecorriente de tierra: Son muy similares a los relés de fase, pero están dotados de mayor sensibilidad, en estos dispositivos el valor de Pickup seleccionado debe tener en consideración la corriente de secuencia cero de desbalance esperada en alimentador, incluso aunque las fases se encuentren balanceadas en condiciones normales, de manera que el ajuste de Pickup en estos relés suele ajustarse entre un 25% a 50% del ajuste de Pickup de fase.

Relés de sobrecorriente de secuencia negativa: Se ajustan siempre a un valor por debajo de la corriente de carga, considerando la corriente de desbalance, inrush, arranque de carga en frío, típicamente usados para la detección de fallas entre fases, pérdidas de fase, fusibles disparados, etc.

Desarrollo de la práctica

Para llevar a cabo esta práctica será necesario descargar el software gratuito “EDR Wizard 2.0”, “PowerPort-E” desde el sitio web del fabricante Eaton, así como el modelo del respectivo relé “EDR-5000”.

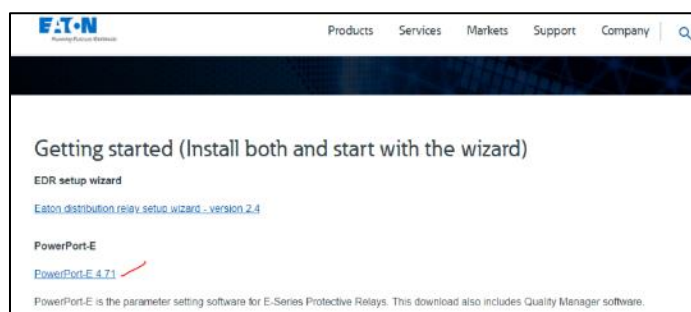
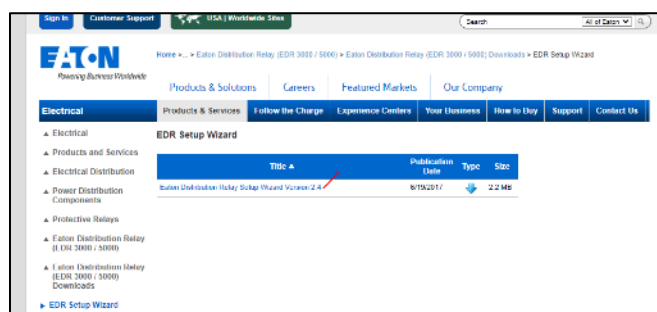


Figura 209. Descarga de software de configuración de relé

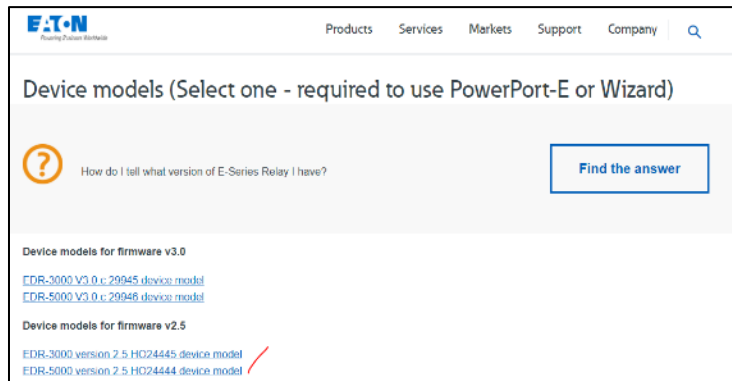


Figura 210. Descarga de modelo de relé

Una vez seguidos estos pasos se debe proceder a instalar el programa, lo cual finalmente nos lleva a la siguiente interfaz:



Figura 211

Una vez seleccionado y cargado el modelo del relé proceda a ingresar la información solicitada para el caso hipotético de aplicar el relé como protección del bus 1 de la figura.

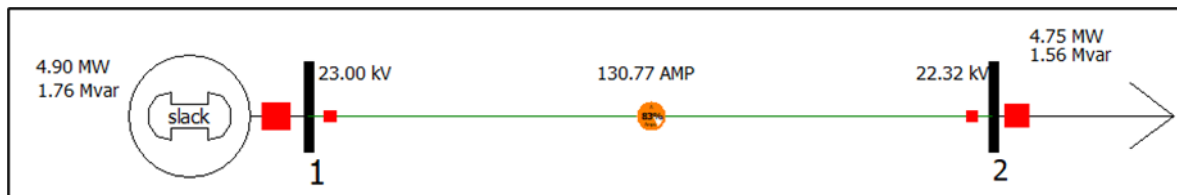


Figura 212. Caso de estudio abordado en "Prelaboratorio 2"

Los parámetros que deberán ingresarse serán:

- Secuencia de fase (Positiva)
- Frecuencia (Hz)
- Conexión del TC de tierra (Residual típicamente)
- Valores nominales primarios y secundarios del TC solicitado en asignación de prelaboratorio 1, para este caso tome el valor por defecto para el TC de tierra únicamente.
- Valores nominales primarios y secundarios de TP según caso de estudio
- Conexión del TP (Estrella)
- Pickup de sobrecorriente de tiempo inverso (51P) de acuerdo con el criterio de IEEE mostrado en la introducción de este documento y con los datos de prelaboratorio 2. ($3 \times I_{max} = 3 \times 150 = 450/800 \times I_n = 0.5625 \times I_n$)
- Pickup de sobrecorriente instantánea (50P) de acuerdo con el valor de corriente máxima esperada en bus 1 (13.3 kA) es decir para 13 kA el pickup estaría dado por: $13000/800 \times I_n = 16.25 \times I_n$)
- Pickup de sobrecorriente de tierra de acuerdo con el criterio de IEEE. ($0.5 \times I_{pf} = 0.25 \times I_n$)
- Forma de la curva de tiempo corriente (Extremadamente inversa y multiplicador 1)

Para este laboratorio se hará caso omiso de algunos elementos de protección tales como sobrevoltaje, desbalance en la corriente, sobrefrecuencia, puesto que el objetivo de actual es el ajuste del elemento de sobrecorriente no direccional.

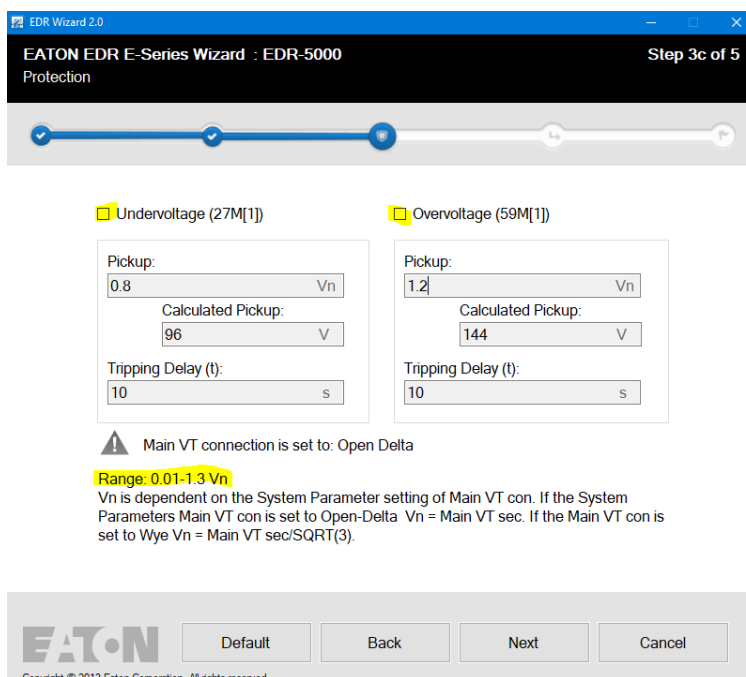


Figura 213. Ejemplo de elementos de protección adicionales del relé

Note que al desmarcar los elementos de protección la configuración de estos dejara de estar disponible, por otro lado, al ingresar un parámetro en específico el programa muestra una breve descripción de este, así como el rango en que puede configurarse.

Finalmente, para esta configuración solo es requerida 1 de las 8 salidas disponibles del relé, la “RO1”, se muestra dicho nombre de la salida lógica que se activara cuando el relé envíe señal de disparo a un circuit breaker o bien a una entrada lógica de 1 probador de relé.

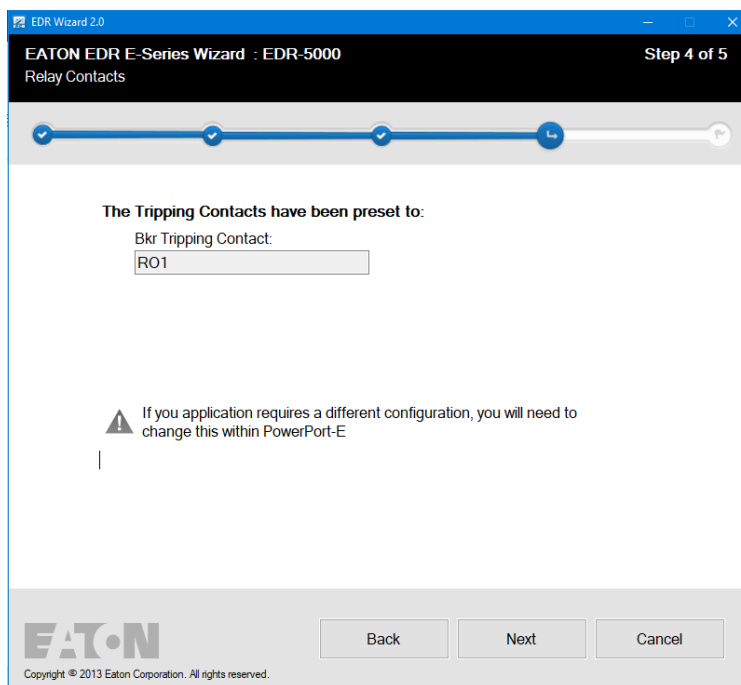


Figura 214. Salida lógica de relé asignada

Para finalizar con la practica será necesario ingresar el nombre del archivo que guarda la configuración ingresada al relé, así como la creación de un reporte en formato PDF con todos los parámetros.

Si todo marcho bien, aparecerán los siguientes avisos indicando que la configuración de parámetros puede ser cargada al relé únicamente a través del programa PowerPort-E.

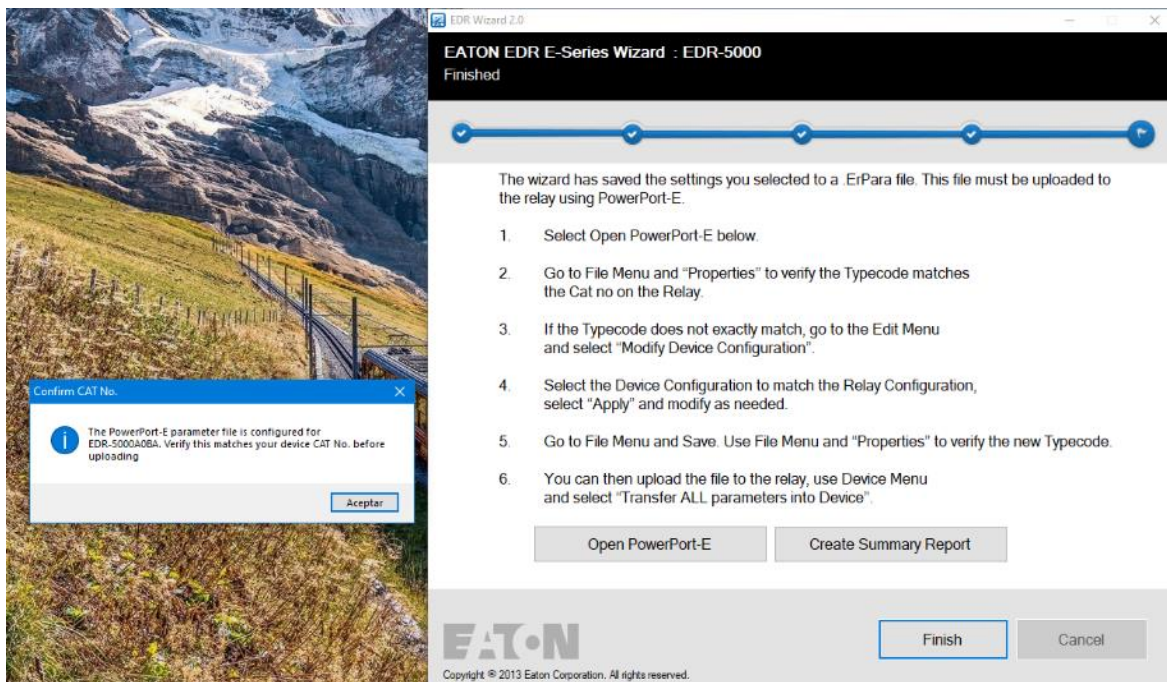


Figura 215

Dar clic en “Aceptar”, “Open PowerPort-E” y “Finish”.

Se abrirá PowerPort-E y es en este momento que el Relé debe encenderse y conectarse vía cable USB a la computadora, para finalmente transferir la configuración al relé.

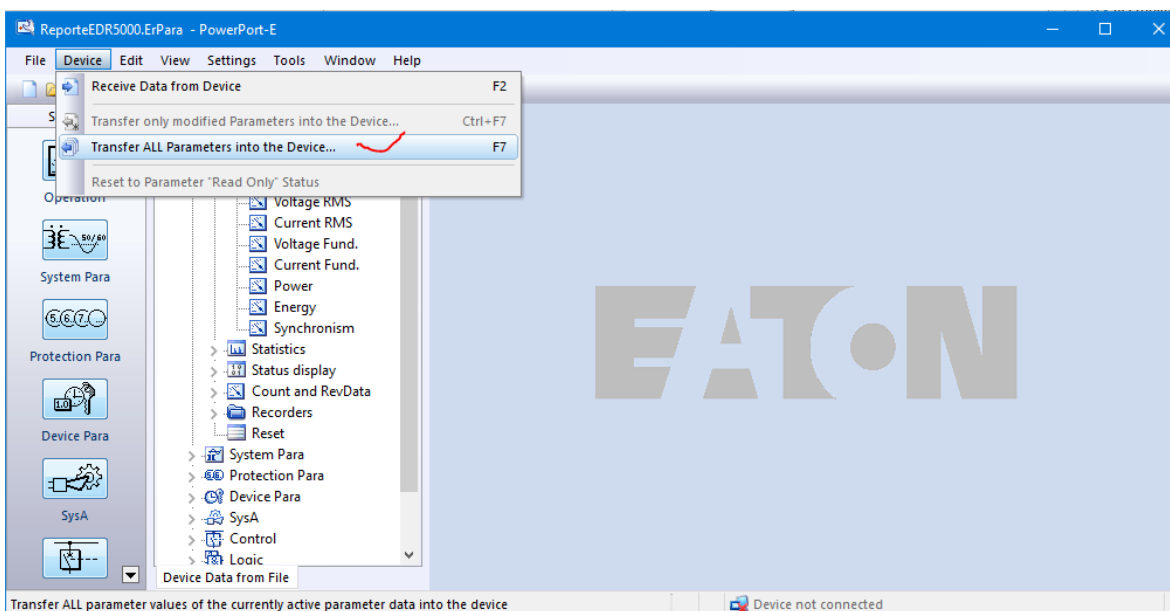


Figura 216

Laboratorio 3: Pruebas de inyección secundaria en elementos de sobrecorriente

Prueba de corriente Pickup del relé de sobrecorriente (50/51).

Introducción

La prueba de sobreintensidad instantánea es teóricamente sencilla. Se aplique una corriente en la entrada y se aumenta hasta observar la indicación de pickup. Sin embargo, la aplicación real puede ser frustrantes y requieren algo de imaginación. Por lo general, se trata de corrientes elevadas y el relé podría dañarse durante las pruebas. La mayoría de las entradas de corriente de los relés de protección tienen una capacidad máxima de 10 amperios continuos. Cualquier corriente de entrada superior a 10 amperios debe aplicarse durante el mínimo tiempo posible para evitar daños. No es una buena sensación cuando se aplica demasiado corriente durante demasiado tiempo y obtener ese ligero olor a aislamiento quemado, seguido rápidamente por el humo que se desprende del relé.

Los elementos instantáneos suelen interferir con las pruebas de tiempo corriente (51) apagar el elemento 50 durante las pruebas de 51 elementos. Esta práctica puede ser requerida por la prueba, pero NO se recomienda cuando se prueban relés numéricos. Si el elemento 50 es deshabilitado, DEBE probarse DESPUÉS de que se hayan completado las pruebas del elemento 51. El problema contrario podría ocurrir porque la función de 51 elementos puede interferir con las pruebas del elemento instantánea. NO apague el elemento de tiempo de sobrecorriente (51) para determinar la corriente pickup del elemento 50.

Antes de comenzar las pruebas, anote los ajustes de disparo y tiempo, y luego calcule la corriente de disparo actual. Asegúrese de saber qué unidad se utiliza. Algunos relés utilizan amperios secundarios para el tiempo sobre la corriente (51) y los múltiplos de esa corriente de arranque para los elementos de 50

Si no tiene el estudio de coordinación, compruebe rápidamente que el ajuste de 50 elementos de aguas arriba es más alto y el ajuste de 50 elementos aguas abajo es más bajo que el relé bajo prueba.

Busque en el estudio de cortocircuito y determine el nivel máximo de fallo en el cuadro de distribución.

El nivel máximo de falla debe ser superior al punto de ajuste de 50 elementos. Si no lo es, cuestione por qué el elemento 50 probablemente nunca funcionará porque no hay suficiente corriente de falla disponible.

Conexiones del equipo de ensayo.

Debido a las altas corrientes involucradas en las pruebas de 50 elementos, es posible que tenga que probar algunos de

Las conexiones alternativas del equipo de prueba que se muestran a continuación.

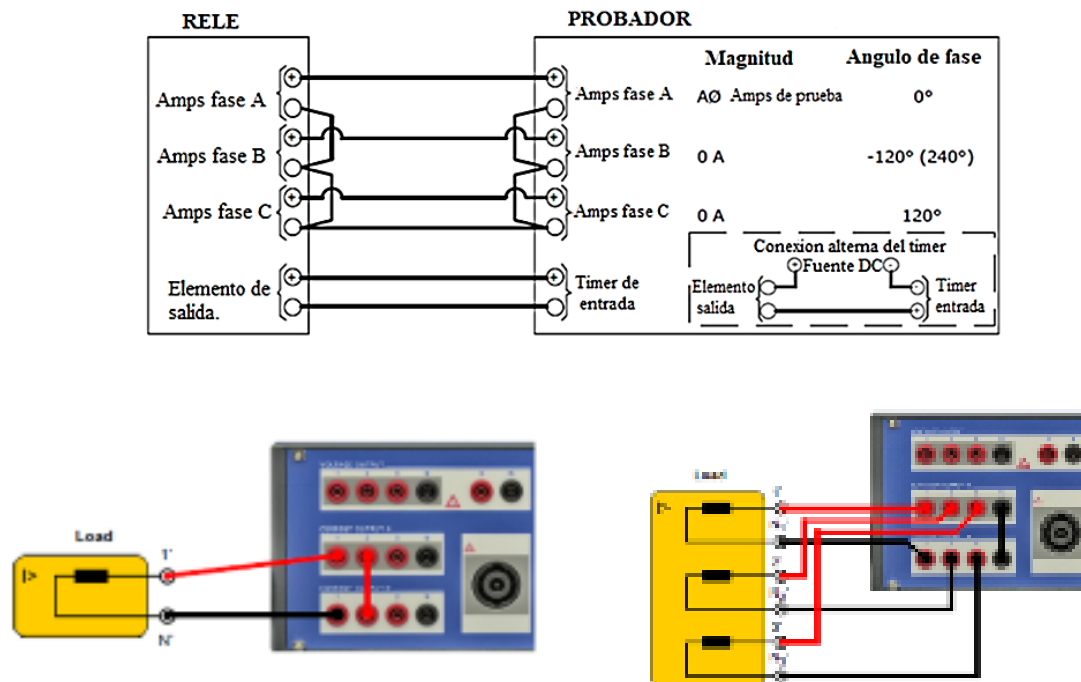


Figura 217. Conexión simple para el elemento de sobre corriente

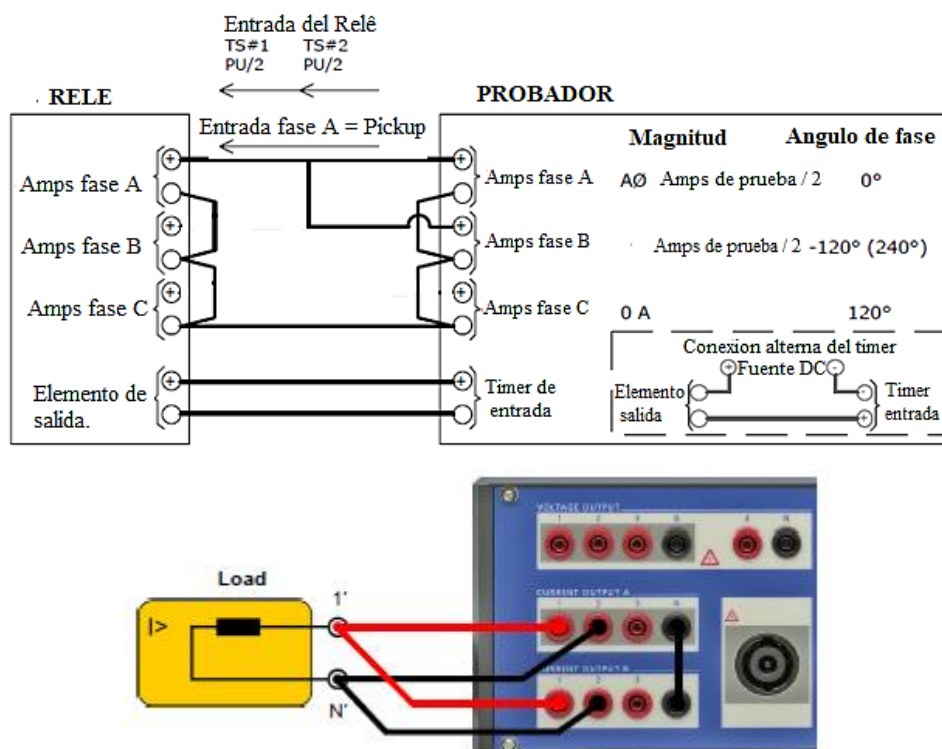


Figura 218. Conexión para alta corriente #1

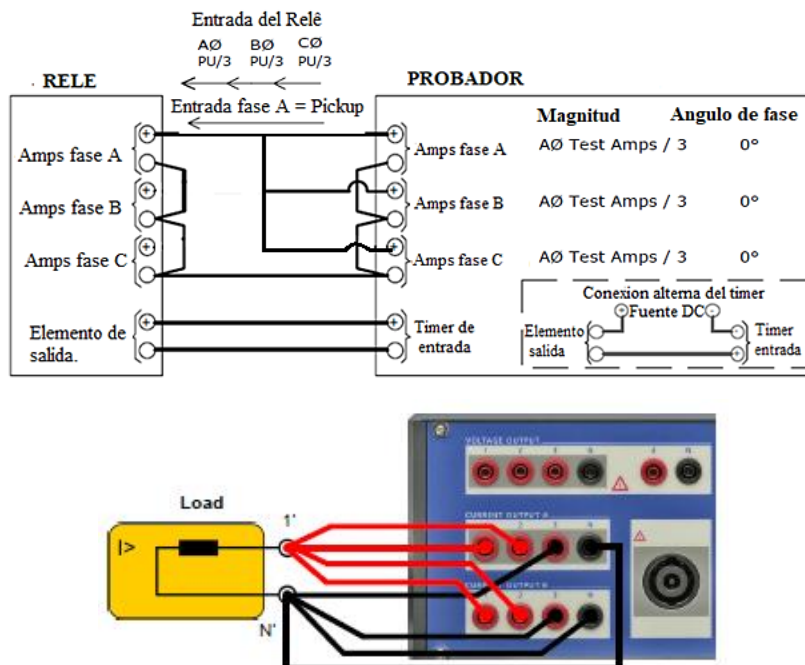


Figura 219. Conexión para alta corriente #2

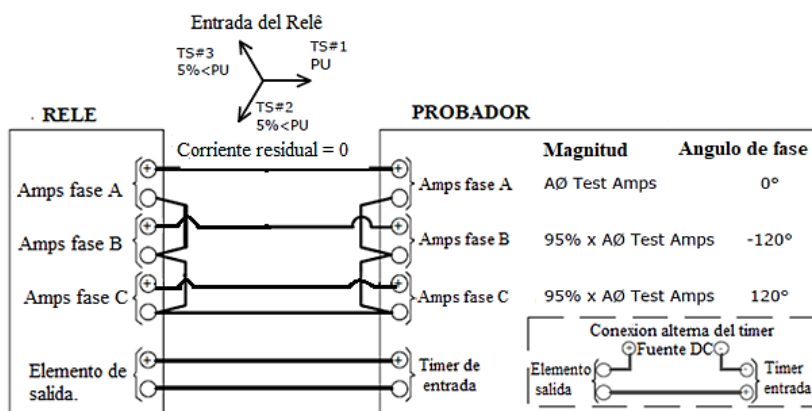


Figura 220. Conexión para corriente residual.

Compruebe la salida máxima por fase del equipo de prueba y utilice la conexión adecuada que se muestran en las figuras. Por ejemplo, si el pickup del elemento 50 es de 35 A y La salida máxima es de 32 amperios por fase; utilice "Conexiones de alta corriente #1". Si el pickup es superior a 64 amperios, utilice "Conexiones de alta corriente #2". Si la captación es mayor que 96 A (3x32A), tendrá que utilizar otro equipo de prueba o bajar temporalmente el ajuste.

Determine cómo va a controlar la captación y ajuste el relé en consecuencia, si es necesario. (Indicación de disparo mediante LED, contacto de salida, pantalla del panel frontal, etc....).

Desarrollo de práctica.

Procedimiento de prueba de disparo.

Utilice los siguientes pasos para realizar una prueba de disparo si el ajuste es inferior a 10 amperios secundarios:

- Determine cómo va a controlar el disparo y ajuste el relé en consecuencia, si es necesario. (Pickup indicación mediante LED, contacto de salida, pantalla del panel frontal, etc....)
- Ajuste la corriente de falla un 5% más alta que el ajuste de disparo. Por ejemplo, 8,40 amperios para un elemento con un punto de ajuste de 8,00 amperios. Asegúrese de que la indicación de funcione funciona.
- Baje lentamente la corriente hasta que la indicación de disparo esté apagada. Aumente lentamente la corriente hasta que la indicación de captación está totalmente encendida. El parpadeo de los contactos o de los Leds no se considera disparo.
- Registre los valores de disparo en la hoja de prueba. La siguiente figura muestra el procedimiento de Pickup.

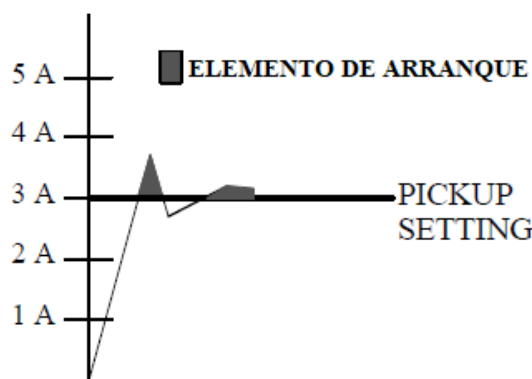


Figura 221. Operación grafica del procedimiento de prueba.

Pruebas de sincronización elemento 50

A menudo se aplica un retardo a la protección de 50 elementos, aunque ésta sea definida como protección de sobrecorriente instantánea. Las pruebas de temporización deben realizarse siempre, incluso si no se asigna el tiempo de retardo. Las pruebas de temporización de 50 elementos se realizan aplicando el 110 % de la corriente de arranque (o cualquier valor superior a) al relé y midiendo el tiempo entre el inicio de la prueba y el funcionamiento del relé, el tiempo de retardo puede ser más largo de lo esperado. Hay un retraso inherente antes de que el relé pueda detectar un más un retardo adicional entre la detección del fallo y el funcionamiento del relé de salida. Estos retardos son muy pequeños (menos de 5 ciclos) y son insignificantes con retrasos superiores a 2 segundos. El primer retraso existe porque el relé está analizando constantemente los datos de entrada para determinar si es válida y este análisis dura una fracción de ciclo. El relé no puede determinar la magnitud de la señal de entrada hasta que tenga una forma de onda suficiente para realizar un análisis y determinar el valor eficaz o el pico de corriente o tensión.

Ejemplo básico. (Manual)

Datos del relé:

OC Relé de 25 kV $I_{set} = 1.2 I_n$

Relación CT = 1000/5 la característica del relé utilizada es SI

TD = 1 $I_{inst} = 6 I_n$

$I_{pick\ up} = I_{set} \pm 5\%$

$I_{drop\ out} > I_{set} - 5\% I_{set}$

Prueba de pickup:

1. Inyectar una corriente en el circuito secundario del relé y aumentar la corriente gradualmente de 0 a 6 A. Luego, cuando el led del relé se ilumina, poner este valor como valor de pickup, digamos 6.3 A, y luego disminuir el valor de la corriente inyectada hasta que el led del relé se apague entonces regístrelo como un valor de caída, digamos 5.7 A.

2. Compruebe que el valor de P_{ick-up} dentro del valor de $I_{set} \pm 5\%$.

$P_{ick-up} = 6.3 \rightarrow 6 + 0.05 \times 6 = 6.3$. Entonces es correcto.

3. Compruebe el valor de abandono $\geq I_{set} - 5\% I_{set}$

$I_{drop\ out} = 5.7\ A \rightarrow 6 - 0.05 \times 6 = 5.7$. Entonces es correcto.

Compruebe esto para cada fase del relé.

Si tenemos un conjunto de pruebas moderno podemos inyectar tres fases al mismo tiempo y comprueba los valores de pickup y dropout

4. Comprobación de la característica del relé:

1. Inyectar la corriente a dos veces la I_{set} , tres veces la I_{set} y cuatro veces el I_{set} .

2. Compruebe el tiempo de disparo en cada valor.

3. A partir de la curva característica del relé, compruebe el valor de los tiempos en TD=1.0 para $2 \times I_{set}$, $3 \times I_{set}$, $4 \times I_{set}$.

5. Compruebe que la diferencia entre los tiempos medidos y los tiempos de la curva está dentro del $\pm 5\%$.

6. Prueba de elementos instantáneos:

Para esta prueba se inyecta la corriente y se apaga muy rápido ya que el ajuste de corriente es alto ($6 I_n$) y puede dañar el circuito del relé.

7. A continuación, inyecte 36 A y compruebe el tiempo de funcionamiento en milisegundos.

Laboratorio 4: Prueba del elemento de sobrecorriente direccional (67) empleando el probador CMC356.

Desarrollo

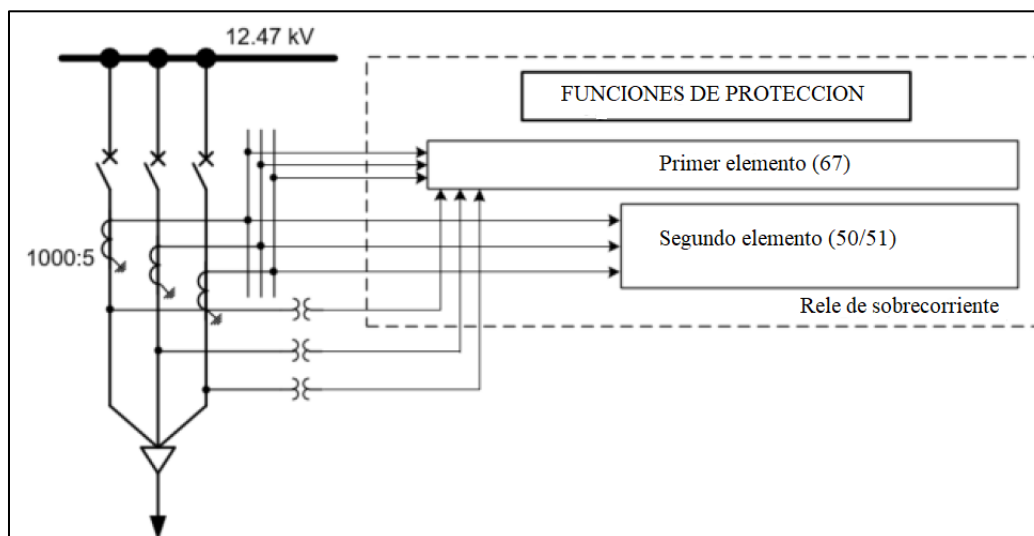


Figura 222. Esquema de protección a probar.

Frecuencia	60 HZ	
VT (primario/Secundario)	7200V / 69.3V (L-N)	
CT (primario/secundario)	1000 A / 5 A	
1st elemento	IEEE Muy Inverso	Característica de disparo
	Dirección Fwd	Característica direccional (adelante)
	1.5 * CT	Pickup 1.5 * In CT primario
	3	Curva retardo de tiempo (TD)
	30°	Angulo característico
	0.7 * VT	Voltaje de polarización
2st elemento	Tiempo Definido	Característica de disparo
	3 * CT	Pickup 3 * In CT primario
	100 ms	Tiempo de retardo

Tabla 44. Configuraciones de elementos a probar.

El módulo de prueba de *sobrecorriente* está diseñado para probar las funciones de protección de sobrecorriente direccional y no direccional con características de disparo DTOC o IDMT (cortocircuito, sobrecarga térmica, secuencia cero, secuencia negativa y características de curva personalizadas).

El módulo de prueba se encuentra en la pantalla de inicio de *OMICRON Test Universe*. También puede insertarse en un archivo OCC (documento *del Centro de Control*).

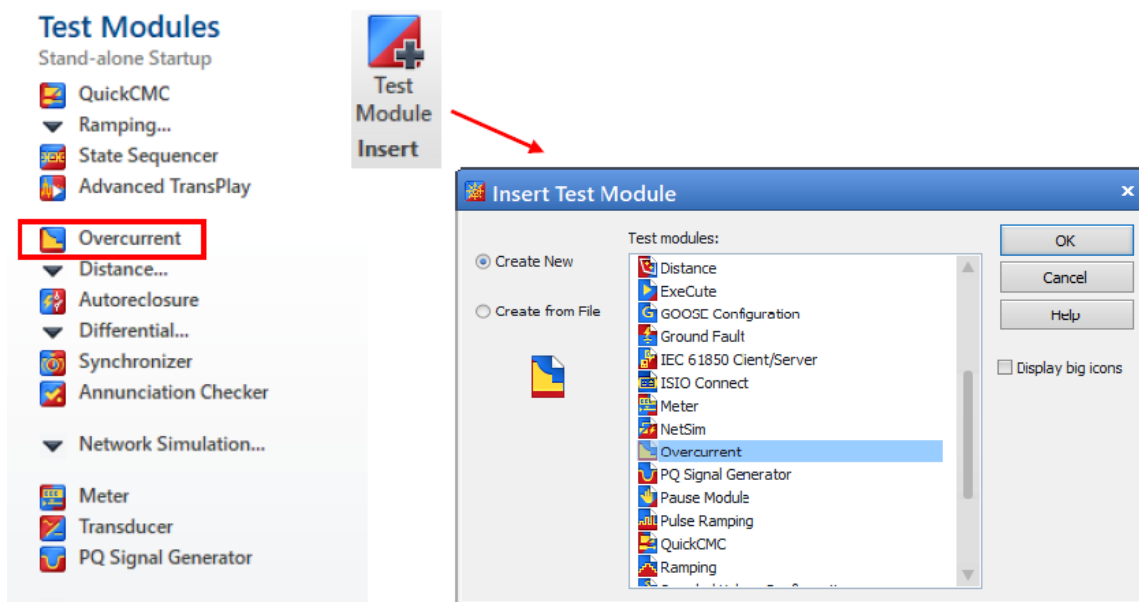


Figura 223. Selección del tipo de elemento de protección.

Definición del objeto de prueba

Antes de iniciar la prueba, defina la configuración del relé (el objeto de prueba) que se va a probar. Haga doble clic en la entrada Objeto de prueba en el archivo del Centro de control para iniciar el **Objeto de prueba**. Alternativamente, haga clic en **Objeto de prueba** en la pestaña **Insertar**.

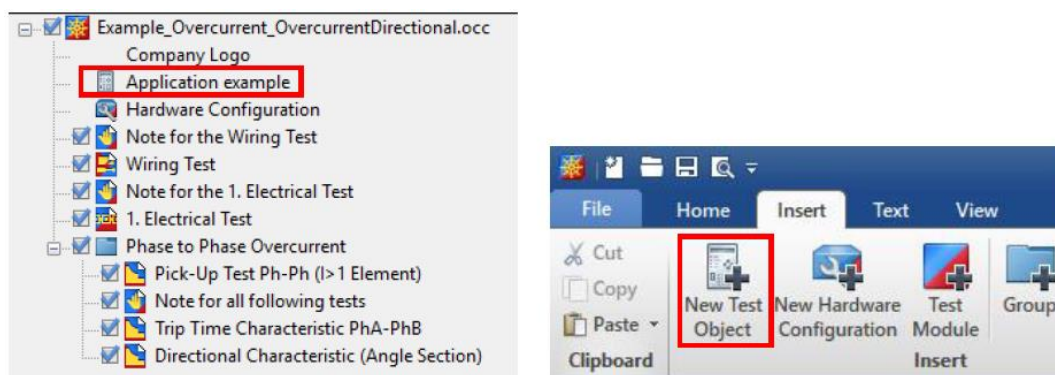


Figura 224. Creación de un nuevo objeto de prueba.

Configuración del dispositivo

Los ajustes generales del relé (por ejemplo, el tipo de relé, el ID del relé, los detalles de la subestación, los parámetros del TC y del TT) se introducen en la función **RIO Dispositivo**.

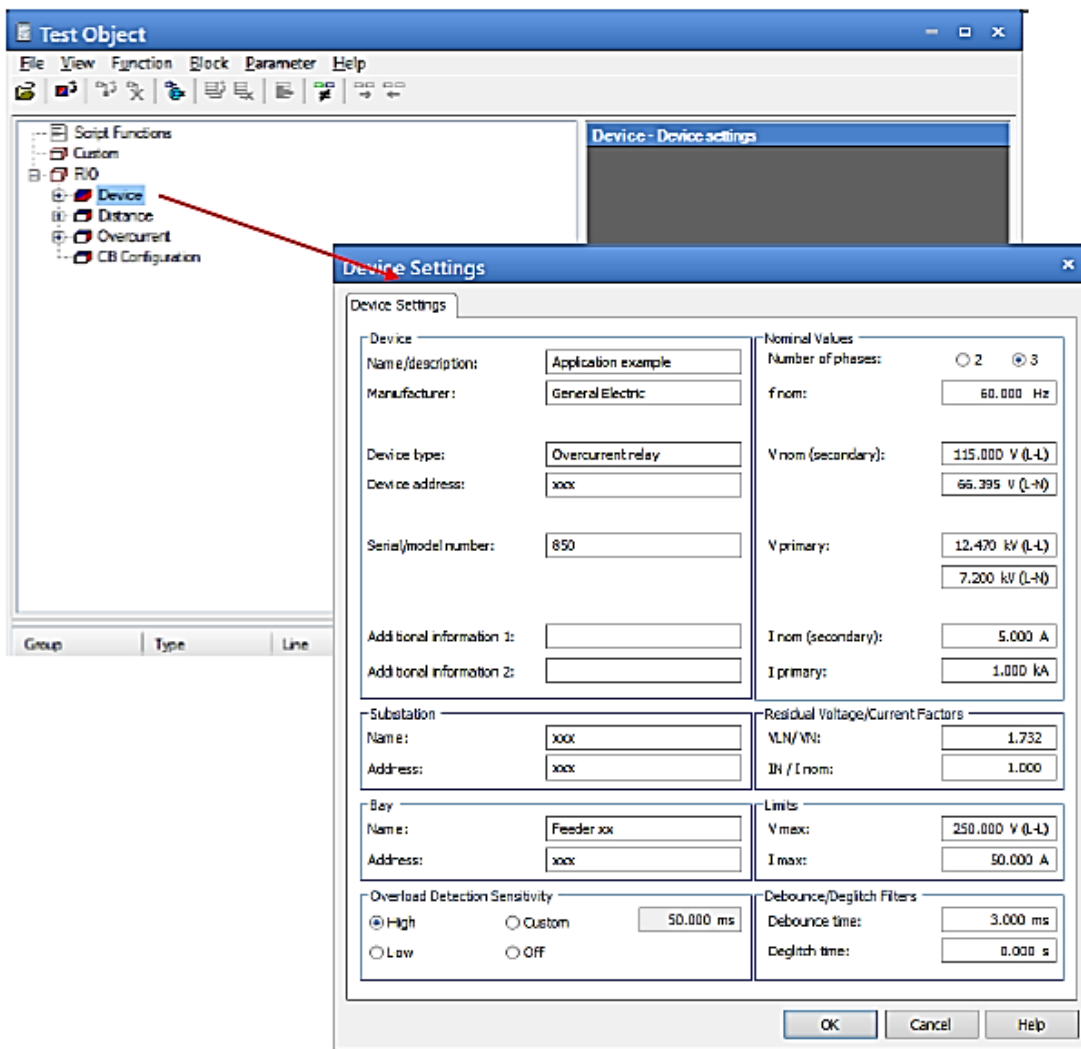


Figura 225. Configuraciones generales del elemento de prueba.

Definición de los parámetros de protección de sobreintensidad

En la función **RIO Sobrecorriente** se pueden introducir datos más específicos relativos al relé de sobrecorriente. La definición de la característica de sobrecorriente también debe realizarse aquí.

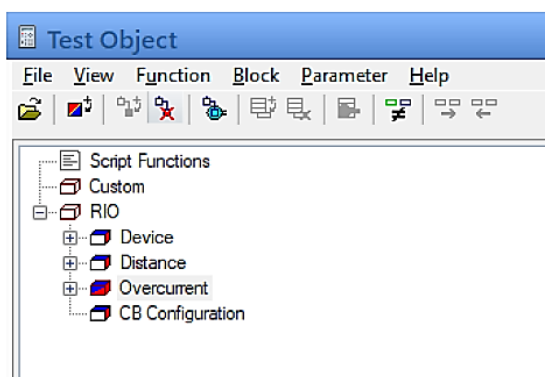


Figura 226. Opciones para elementos de sobrecorriente.

Parámetros de los relés

Esta primera pestaña contiene la definición del comportamiento direccional, así como las tolerancias del relé.

Overcurrent Protection Parameters

Relay Parameters Elements

Relay behavior

Directional behavior: Non-directional Directional (1)

VT connection: At protected object (2) Not at protected object

CT starpoint connection: To protected object (3) From protected object

Tolerances (4)

Current: Relative: 5.000 % Absolute: 0.050 Iref 50.00 mA

Time: Relative: 5.000 % Absolute: 40.00 ms

Figura 227. Selección del lugar de instalación de los transformadores de protección.

1. Como queremos probar un relé de sobrecorriente direccional, éste debe estar activado.
2. **En el diagrama de conexión del alimentador** (Figura), el VT se coloca **En el objeto protegido**. Si se elige **No en el objeto protegido**, la tensión tendrá el valor nominal después del disparo.

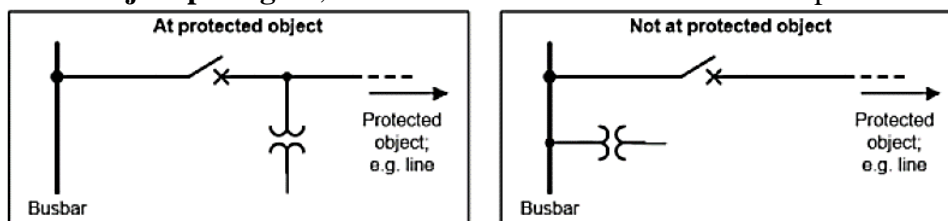


Figura 228. Selección para los VT.

3. La **conexión del punto de arranque del TC** debe establecerse de acuerdo con la conexión de los devanados secundarios del TC. Para este ejemplo, el diagrama de conexión del alimentador (Figura) muestra que la conexión a tierra del TC está hacia el objeto protegido.

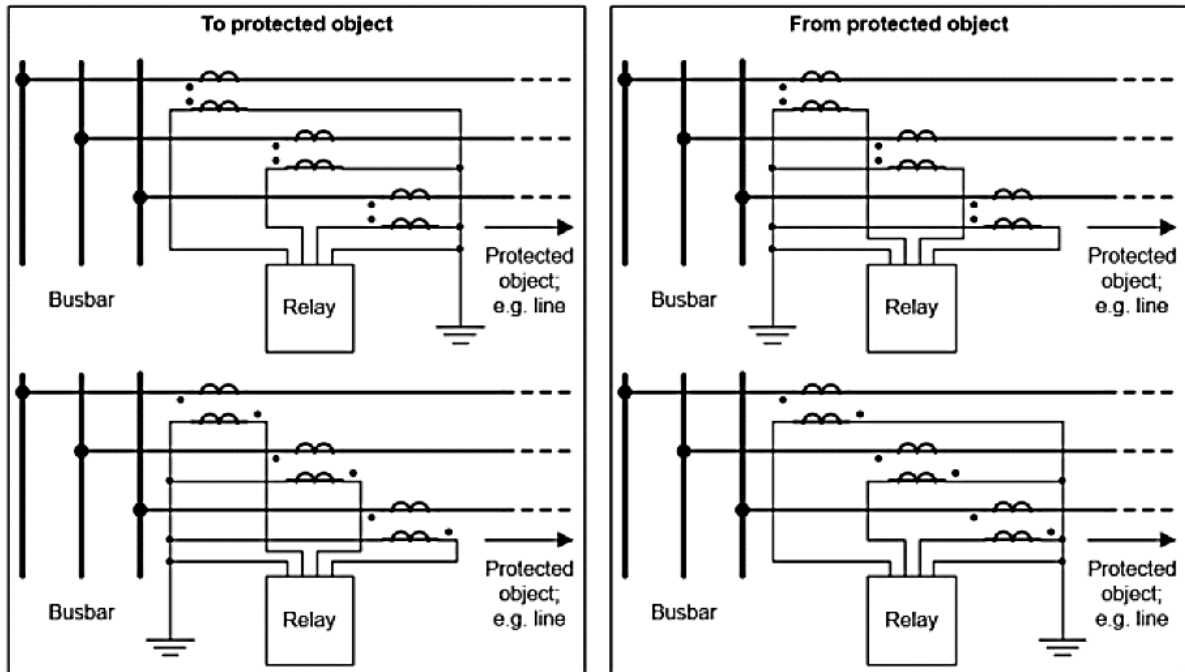


Figura 229. Selección conexión para los CT.

4. Las tolerancias de corriente y tiempo pueden obtenerse del manual del relé.

Elementos

Esta pestaña define la característica de los diferentes elementos de sobrecorriente.

The screenshot shows the 'Overcurrent Protection Parameters' window. The 'Elements' tab is active, displaying a table of protection elements. The table has columns for 'Active', 'Element Name', 'Tripping Characteristic', 'I Pick-up', 'Absolute', 'Time', 'Reset Ratio', and 'Direction'. Two elements are listed: TOC (IEEE VI) and IOC (IEC Definite Time). Below the table, the 'Define Element Characteristic' section shows the characteristic equation $i(t) = \frac{A \cdot Td + K1}{M^P - Q} + B \cdot Td + K2$ and various input fields for parameters. A graph shows the characteristic curve. The 'Manage / Select Characteristics' section shows a tree view of predefined characteristics, with 'IEC Definite Time' selected. The 'Range limits' section shows 'Active' status and time limits.

Active	Element Name	Tripping Characteristic	I Pick-up	Absolute	Time	Reset Ratio	Direction
<input checked="" type="checkbox"/>	TOC	IEEE VI	1.500 Iref	7.500 A	3.000	0.950	Forward
<input checked="" type="checkbox"/>	IOC	IEC Definite Time	3.000 Iref	15.00 A	100.0 ms	0.950	Non Directional

Figura 230. Selección de las curvas de disparo del elemento de protección.

La característica de sobrecorriente por defecto se muestra arriba. Contiene un esquema de tiempo definido IEC con un elemento para una protección de sobreintensidad de fase. Esta característica debe ajustarse a los parámetros del relé (Tabla):

1. Para definir los elementos de la protección de sobreintensidad de fase, seleccione **Fase** como tipo de **elemento seleccionado**. **Nota:** Si hay otros tipos de elementos en el relé, seleccione los tipos de elementos relacionados consecutivamente en (1) para introducir estos elementos. El campo de selección muestra el número de elementos relacionados ya definidos y cuántos de ellos están marcados como activos.

2. Esta tabla muestra los elementos que definen la característica de disparo para el tipo de elemento seleccionado. El nombre del primer elemento puede cambiarse según el nombre utilizado en el relé, por ejemplo, "TOC".

3. Cambiar el tipo de característica del primer elemento a **IEEE Muy inversa** (Tabla).

4. A continuación, ajuste **I Pick-up** y el **índice de tiempo**.

5. Ahora se puede añadir el segundo elemento. Tiene una característica de **Tiempo Definido IEC**, que puede ser renombrada como "IOC". También hay que ajustar el **I Pick-up** y el **Trip time**. A continuación, se muestra la lista de los elementos que aparecen tras estos ajustes.

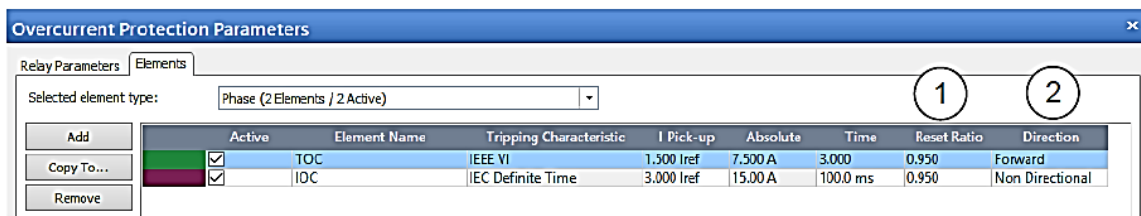


Figura 231. Lista de elementos a probar.

1. También hay que comprobar la **relación de reajuste** en el manual.

2. Para definir el comportamiento direccional, la **Dirección** del 1er elemento tiene que estar ajustada a **Adelante**.

Los ajustes de la característica direccional deben realizarse en la pestaña **Definir el comportamiento direccional del elemento**:

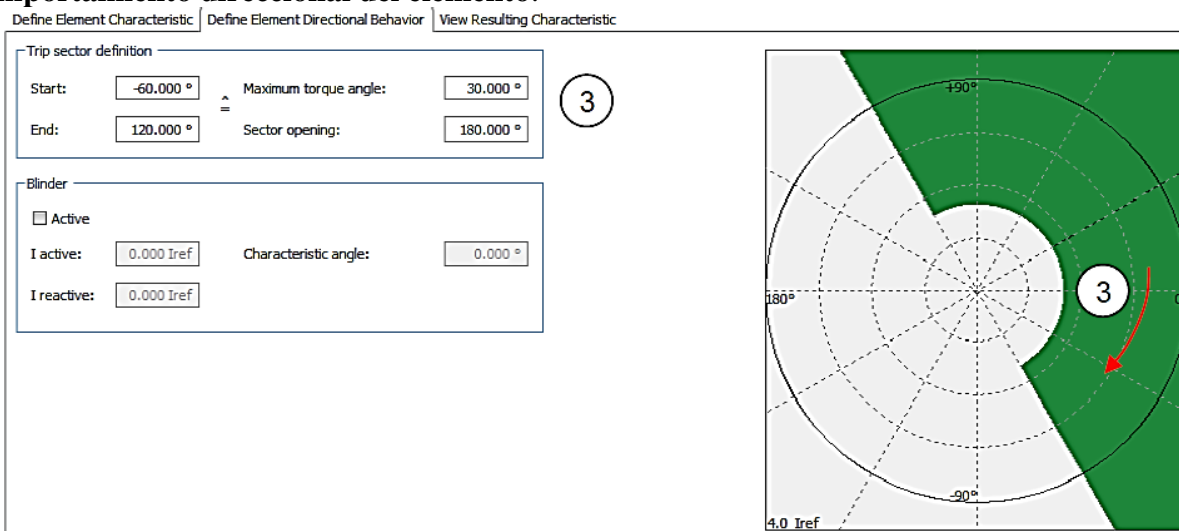


Figura 232. Ajustes del elemento direccional.

La característica de sobrecorriente resultante se muestra a continuación.

A 1º elemento

B 2º elemento

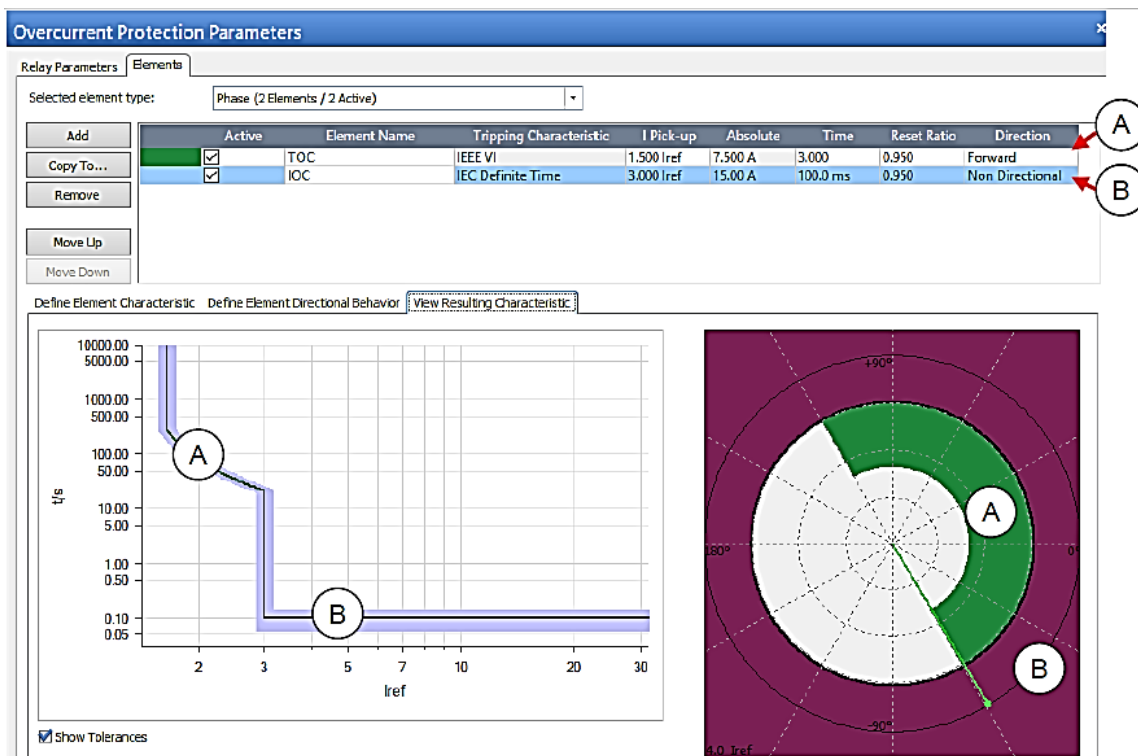


Figura 233. Ajuste seleccionado de los elementos.

Configuración global del hardware de la unidad de prueba CMC

La configuración global del hardware especifica la configuración general de entrada/salida de la unidad de prueba CMC. Es válida para todos los módulos de prueba posteriores y, por lo tanto, tiene que ser definida de acuerdo con las conexiones del relé. Se puede abrir haciendo doble clic en la entrada de Configuración de Hardware en el archivo OCC.

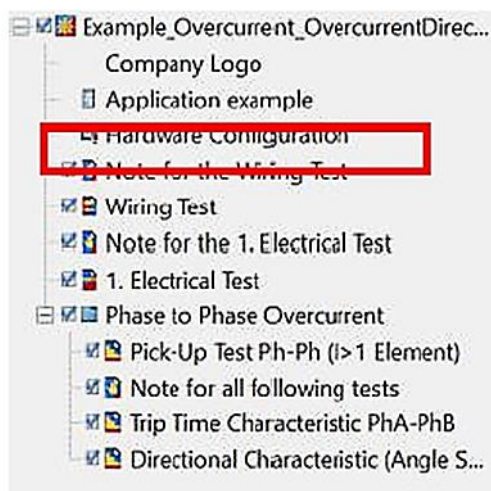


Figura 234. Selección de la pestaña de configuración del hardware del equipo.

Ejemplo de configuración de salida para relés de protección con una corriente nominal secundaria de 5 A

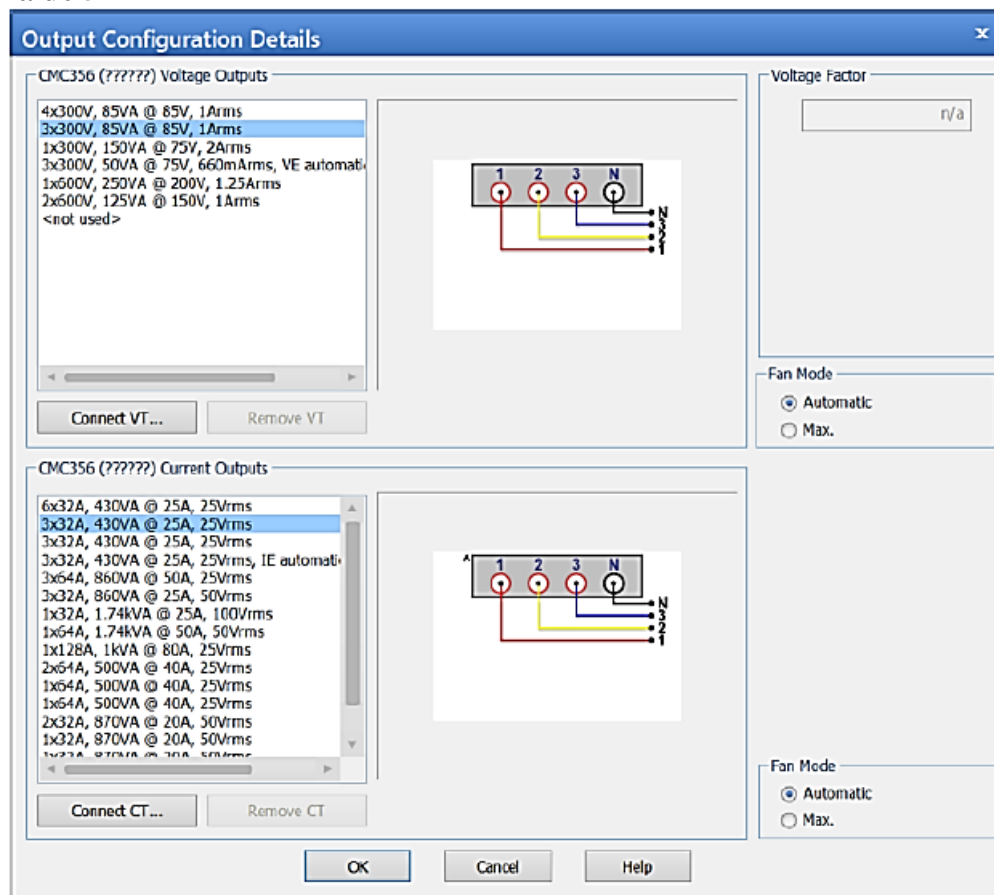


Figura 235. Valores de seleccionados de salidas.

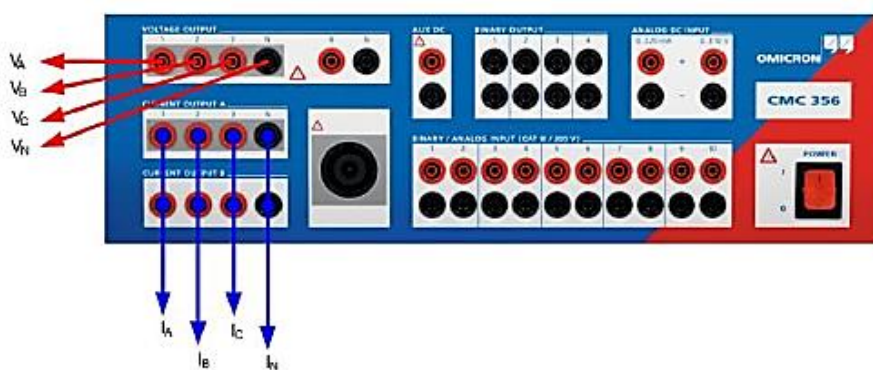


Figura 236. Salidas físicas seleccionadas.

Salidas analógicas

Global Hardware Configuration										
General Analog Outputs Binary / Analog Inputs Binary Outputs DC Analog Inputs Time Source										
Display Name	Connection Terminal	CMC356 V A ??????				CMC356 I A ??????				
		1	2	3	N	1	2	3	N	
V A-N		X								
V B-N			X							
V C-N				X						
IA						X				
IB							X			
IC								X		

Figura 237. Diferentes salidas analógicas.

Las salidas analógicas, las entradas binarias y las salidas pueden activarse individualmente en la **Configuración de hardware local** del módulo de prueba específico

Entradas binarias

Global Hardware Configuration										
General Analog Outputs Binary / Analog Inputs Binary Outputs DC Analog Inputs Time Source										
		Function								
		Binary	Binary	Binary	Binary	Binary	Binary	Binary	Binary	
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					
		120 V	120 V							
		84 V	84 V							
Display Name	Connection Terminal	1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	
Trip		X								
Bin. in 2				X						
Bin. In. 3						X				
Bin. In. 4								X		

Figura 238. Opciones de entradas binarias.

1. La orden de disparo debe conectarse a una entrada binaria. Se puede utilizar BI1 ... BI10.
2. Para los contactos húmedos, adapte las tensiones nominales de las entradas binarias a la tensión de la orden de disparo del interruptor o seleccione **Libre de potencial** para los contactos secos.

3. Las salidas binarias y las entradas analógicas de CC no se utilizarán para las siguientes pruebas.

Cableado del equipo de prueba para relés con una corriente nominal secundaria de 5A

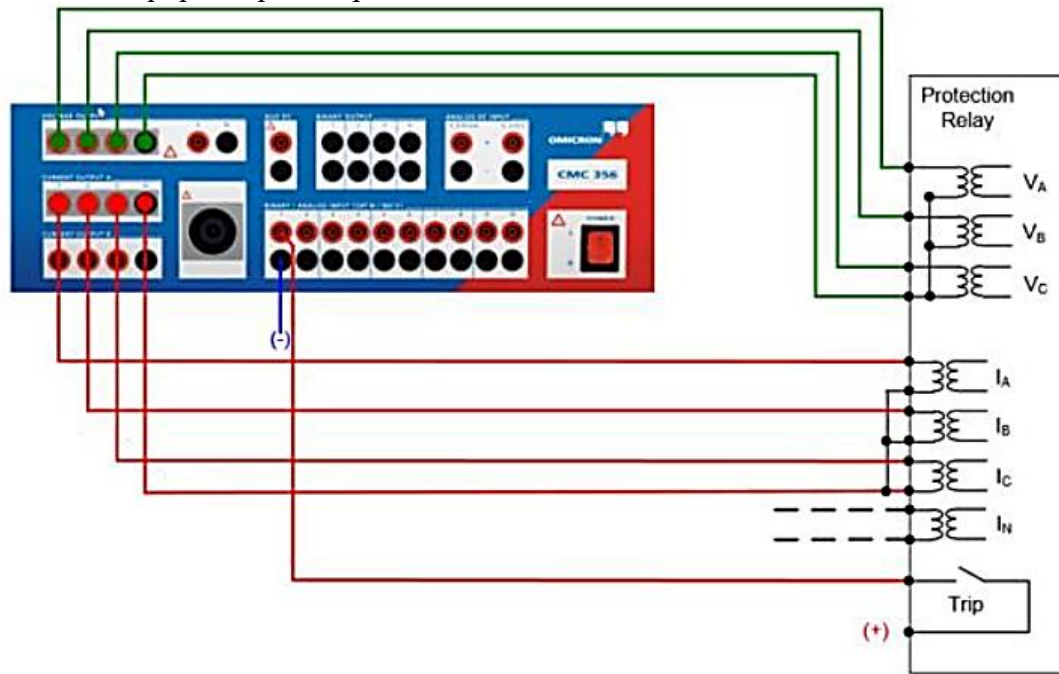


Figura 239. Conexión probador-relé

Prueba de la característica del tiempo de disparo

Test View: Trip Time Characteristic PhA-PhB in Example_Overcurr

Pick-up / Drop-off Test | Characteristic Test | Fault | Trigger | Binary Out

Start condition
Time reference: Fault inception Startling

Trip condition
Trigger logic: AND OR

Input	Display Name	State
1	Trip	1

Load settings
Load current: 0.850 Ifault
Load angle (°): same as fault angle

Decaying DC
 Active
Time constant:

Time settings
Prefault time: Absolute max. time:
Postfault time: Relative max. time:

CB characteristic
Min. time:

Voltage settings
 Enable voltage output
Fault voltage LN: (for all but two phase faults) Nominal voltage LN:
Fault voltage LL: (for two phase faults) Nominal voltage LL:

Thermal image
 Enable reset
Reset method:

Edit Message...

Figura 240. Cuadro de configuración para los disparos de pruebas.

1. El disparador de esta prueba será el contacto de disparo.
2. En este ejemplo no se utilizará una **corriente de carga** durante el estado de pre-falla.
3. El **tiempo máximo absoluto debe** ajustarse. Por un lado, tiene que superar la tolerancia superior del punto de prueba con el tiempo de disparo más largo, de lo contrario no será posible realizar una evaluación. Por otro lado, no debe ajustarse a un valor innecesariamente alto. Para los disparos en los que se espera que **no haya disparo**, este será el tiempo de espera hasta que se realice la evaluación "sin disparo" antes de continuar con el siguiente disparo. Por lo tanto, si este tiempo se establece en un valor muy alto, se prolongaría innecesariamente la duración de la prueba.
4. Los **ajustes de Tensión** definen las tensiones para los diferentes tipos de fallos. Estas tensiones sólo se aplican a las fases defectuosas. Las fases no defectuosas permanecen con la tensión nominal. Para la mayoría de los propósitos es suficiente dejar estos ajustes en los valores por defecto.

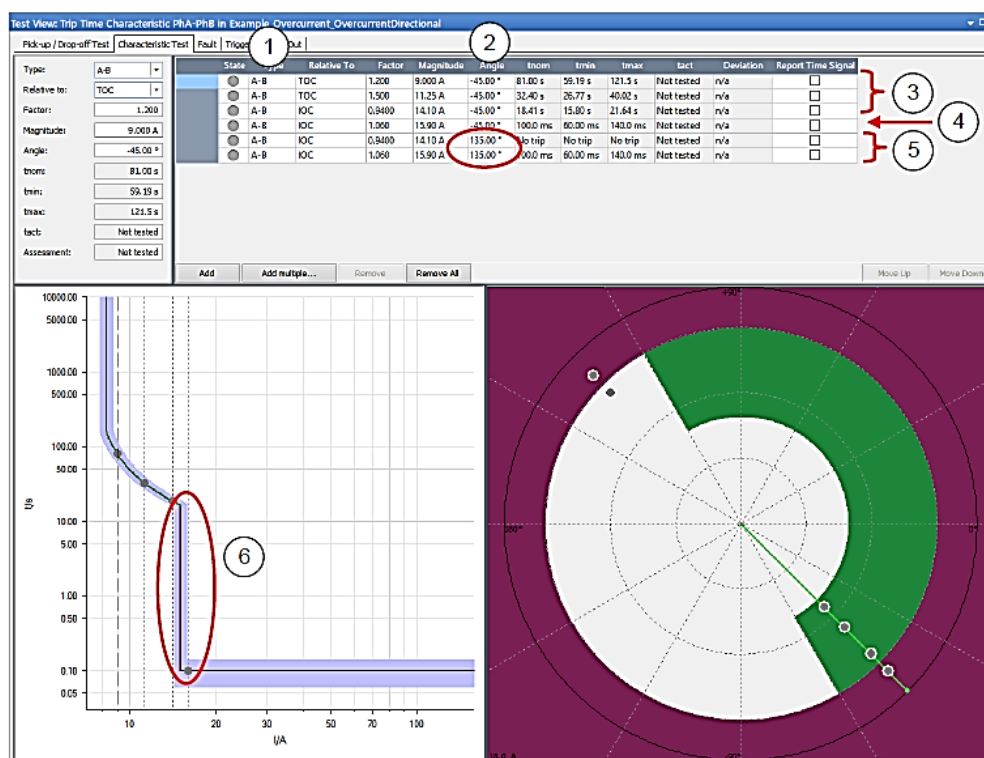


Figura 241. Resultados de las pruebas.

1. Como la función a probar es una función de sobrecorriente de fase, se utiliza una falla de fase a fase. **Nota:** En este caso, otras funciones de protección pueden interferir con la prueba. Sin embargo, si dichas funciones o elementos (por ejemplo, protección de falla a tierra, protección de secuencia negativa, etc.) están presentes, pueden especificarse en el **Objeto de Prueba de la** misma manera que se introdujeron los elementos de fase en este ejemplo. La característica resultante se calculará individualmente y se mostrará para cada disparo de prueba en función de su tipo de falta (1) y ángulo de falla (2), asegurando una evaluación adecuada según el comportamiento global esperado del relé.

2. El **ángulo** para la dirección de avance debe ser el **ángulo de par máximo**. Para la dirección inversa debe introducirse desplazado 180°.

3. Como el tiempo de disparo del elemento COT depende de la corriente, este elemento debe verificarse con más de un punto de prueba.

4. El tiempo de disparo del 2º elemento se puede confirmar con un solo punto de prueba.

5. El comportamiento direccional se confirma con un disparo en cada etapa en sentido inverso.

6. El valor del 2º elemento también se confirma colocando dos puntos de prueba fuera de la banda de tolerancia de este ajuste. En lugar de introducir directamente el valor de la magnitud, puede expresarse mediante su relación con un ajuste del elemento, por ejemplo, estableciendo **Relativo a:** al 2º elemento y fijando el **Factor** en 1,06 (es decir, un 6% por encima del umbral) o 0,94 (es decir, un 6% por debajo del umbral).

Prueba de características direccionales

The image shows two side-by-side software configuration windows. The left window is titled 'Test View: Trip Time Characteristic PhA-PhB in Example_Overcurr'. It has tabs for 'Pick-up / Drop-off Test', 'Characteristic Test', 'Fault', 'Trigger', and 'Binary Out'. Under 'Start condition', 'Time reference:' has 'Fault inception' selected. Under 'Trip condition', 'Trigger logic:' has 'AND' selected. Below is a table with columns 'Input', 'Display Name', and 'State'. The first row contains 'Trip' and '1'. The right window is titled 'Test View: Directional Characteristic (Angle Section) in Example_Overcurrent_Directional'. It has the same tabs. Under 'Load settings', 'Load current:' is '0.000 A' and 'Load angle (I):' is '0.00 °'. Under 'Time settings', 'Absolute max. time:' is '30.00 s' (circled in red) and 'Relative max. time:' is '100 %'. Under 'Voltage settings', 'Enable voltage output' is checked. 'Fault voltage LN:' is '30.00 V', 'Nominal voltage LN:' is '66.395 V', 'Fault voltage LL:' is '51.96 V', and 'Nominal voltage LL:' is '115.000 V'. Other settings include 'Decaying DC' (Active), 'CB characteristic' (Min. time: 50.00 ms), and 'Thermal image' (Enable reset).

Figura 242. Ajustes de la característica direccional.

Los **ajustes de Disparo y Carga** son los mismos que los explicados para la prueba de la característica del tiempo de disparo. El **tiempo máximo absoluto** puede reducirse porque la corriente de prueba se ajustará poco por debajo de la tolerancia inferior del valor de pickup del 2º elemento.

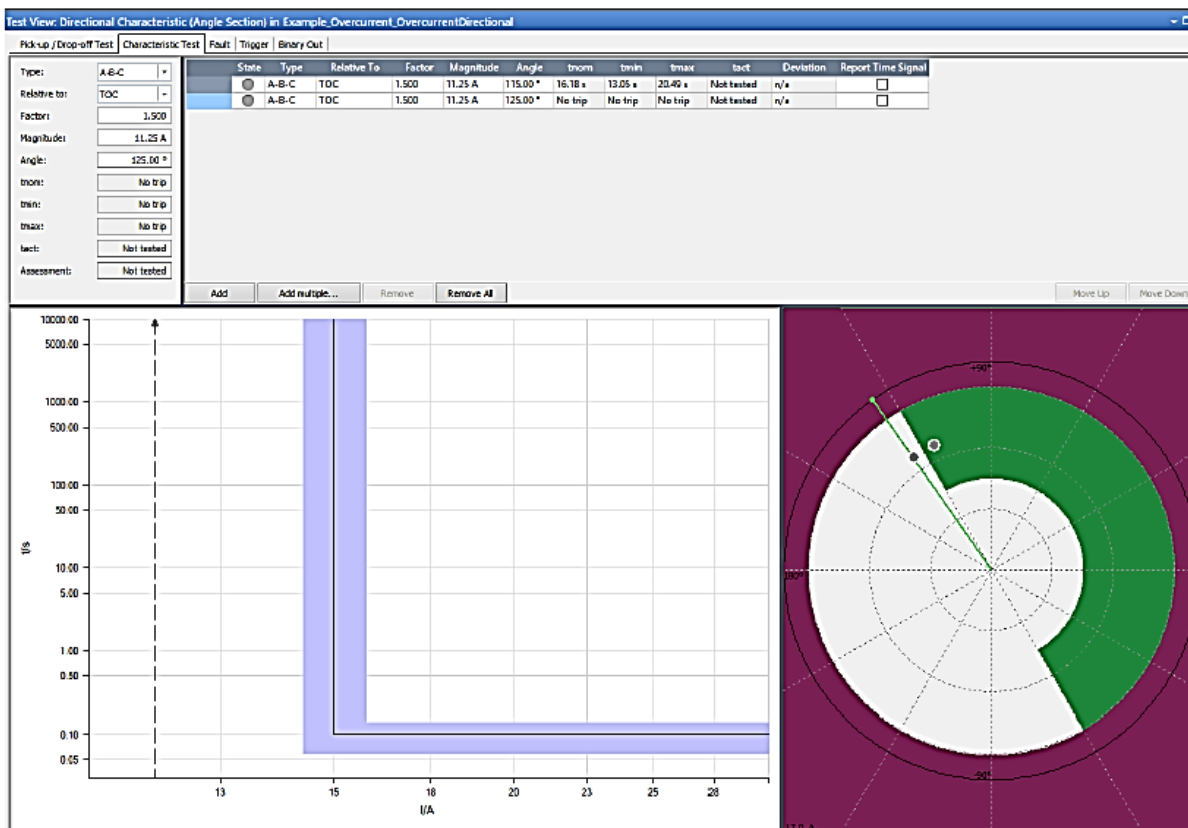


Figura 243. graficas de la operación del elemento direccional.

Como esta prueba confirma el ángulo de la característica direccional, los puntos de prueba deben colocarse a ambos lados de la línea característica direccional. Para obtener una evaluación correcta, deben colocarse justo fuera de la tolerancia del ángulo.

Nota: Se recomienda una falla trifásica para esta prueba. El ángulo entre la corriente y la tensión para cada fase es el mismo para este tipo de falla. Esto garantiza una evaluación adecuada de la prueba.