PROYECTO FIN DE CARRERA

# INGENIERÍA INDUSTRIAL

# ESTUDIO DE SISTEMAS PROTECTIVOS EN REDES ELÉCTRICAS EN ALTA TENSIÓN. ESTUDIO Y MEJORA DE PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS DE INCIDENTES

**MENCIÓN: SISTEMAS ELÉCTRICOS**


**AUTOR**
**VÍCTOR MANUEL PERALES GRACIA**

**DIRECTOR**
**FRANCISCO JAVIER GRACIA GÓMEZ**

**PONENTE**
**MIGUEL GARCÍA GRACIA**


**Zaragoza, Julio 2011**


**Endesa Distribución Eléctrica, S.L.**

Departamento de Protecciones y Telecontrol

Departamento de Ingeniería Eléctrica

**UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA**

# *ÍNDICE*


**ANEXOS ..... 37**

**Anexo I. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ..... 39**
I.1. DESCRIPCIÓN ..... 39
I.1.1. Generación ..... 41
I.1.2. Transporte ..... 41
I.1.3. Distribución ..... 42
I.2. REDES ELÉCTRICAS ..... 42
I.3. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO ..... 44
I.3.1. Neutro conectado rígidamente a tierra ..... 45
I.3.2. Neutro conectado a tierra a través de resistencia ..... 47
I.3.3. Puesta a tierra con baja reactancia ..... 48
I.3.4. Puesta a tierra por reactancia de compensación ..... 49
I.3.5. Neutro aislado ..... 51
I.3.6. Resumen de las características de las puestas a tierra del neutro ..... 52
I.4. INSTALACIONES PRINCIPALES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ..... 53
I.4.1. Subestaciones Eléctricas ..... 53
I.4.2. Centros de distribución ..... 53
I.4.3. Centros de seccionamiento ..... 54
I.4.4. Centros de transformación ..... 55
I.5. CONFIGURACIONES DE EMBARRADOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS ..... 56
I.5.1. Barra simple ..... 57
I.5.2. Barra simple con by-pass ..... 57
I.5.3. Barra partida ..... 58
I.5.4. Barra principal y barra de transferencia ..... 58
I.5.5. Barra doble ..... 59
I.5.6. Barra doble ..... 60
I.5.7. Barra doble con una o dos barras de transferencia ..... 60
I.5.8. Doble barra – doble interruptor ..... 61
I.5.9. En anillo ..... 61
I.5.10. Interruptor y medio ..... 62
I.5.11. Triple barra ..... 63
I.6. APARAMENTA PRINCIPAL EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ..... 63
I.6.1. Interruptor automático ..... 63
I.6.2. Seccionador ..... 69
I.6.3. Transformador de intensidad ..... 73
I.6.4. Transformador de tensión ..... 76

**Anexo II. TIPOS DE FALTA ..... 79**
II.1. INTRODUCCIÓN ..... 79
II.2. CORTOCIRCUITOS ..... 80
II.2.1. Introducción ..... 80
II.2.2. Tipos de cortocircuitos ..... 81
II.2.3. Consecuencias de los defectos de cortocircuito ..... 85
II.3. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO ..... 85
II.3.1. Componentes simétricas ..... 85
II.3.2. Redes de secuencia ..... 87
II.3.3. Cortocircuito monofásico entre una fase y tierra ..... 87
II.3.4. Cortocircuito bifásico entre dos fases y tierra ..... 90
II.3.5. Cortocircuito bifásico entre dos fases ..... 93
II.3.6. Cortocircuito trifásico ..... 95

**Anexo III. SISTEMAS DE PROTECCIÓN ..... 99**
III.1. NECESIDAD DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN ..... 99
III.2. CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN ..... 101
III.3. TIPOS DE PROTECCIONES ..... 103
III.3.1. Protección de distancia (21) ..... 103
III.3.2. Protección de sobreintensidad no direccional (50/51) ..... 111
III.3.3. Protección de sobreintensidad direccional de fase y neutro (67/67N) ..... 117
III.3.4. Protección diferencial longitudinal (87L) ..... 124
III.3.5. Protección diferencial de transformador (87T) ..... 128
III.3.6. Protección diferencial de barras (87B) ..... 134
III.3.7. Protección subtensión/sobretensión (27/59) ..... 137
III.3.8. Protección de frecuencia (81) ..... 138
III.4. TIPOS DE AUTOMATISMOS ..... 139
III.4.1. Reenganchador ..... 139
III.4.2. Sincronismo ..... 140
III.5. SISTEMAS DE TELEPROTECCIÓN ..... 142
III.5.1. Sistemas de telecomunicaciones ..... 142
III.5.2. Esquemas de teleprotección ..... 147

**Anexo IV. CRITERIOS DE ACTUACIÓN DE PROTECCIONES ..... 151**
IV.1. INTRODUCCIÓN ..... 151
IV.2. PROTECCIÓN DE DISTANCIA ..... 154
IV.2.1. Elementos de ajustes básicos ..... 154
IV.2.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección a distancia ..... 157
IV.3. PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD NO DIRECCIONAL ..... 159
IV.3.1. Elementos de ajustes básicos ..... 159
IV.3.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección de sobreintensidad no direccional ..... 161
IV.4. PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DIRECCIONAL ..... 163
IV.4.1. Elementos de ajustes básicos ..... 163
IV.4.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección de sobreintensidad no direccional ..... 164
IV.5. PROTECCIÓN DIFERENCIAL LONGITUDINAL ..... 166
IV.5.1. Elementos de ajustes básicos ..... 166
IV.5.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección diferencial longitudinal ..... 168
IV.6. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR ..... 170
IV.6.1. Elementos de ajustes básicos ..... 170
IV.6.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección diferencial de transformador ..... 172
IV.7. PROTECCIÓN SUBTENSIÓN/SOBRETENSIÓN ..... 174
IV.7.1. Elementos de ajustes básicos ..... 174
IV.7.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección de subtensión/sobretensión 175
IV.8. PROTECCIÓN DE FRECUENCIA ..... 177
IV.8.1. Elementos de ajustes básicos ..... 177
IV.8.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección de frecuencia ..... 177
IV.9. AUTOMATISMO DE REENGANCHADOR ..... 179
IV.9.1. Elementos de ajustes básicos ..... 179
IV.9.2. Esquema simplificado de la lógica asociado al automatismo del reenganchador ..... 181
IV.10. AUTOMATISMO DE SINCRONISMO ..... 184
IV.10.1. Elementos de ajustes básicos ..... 184
IV.10.2. Esquema simplificado de la lógica asociado al automatismo del reenganchador ..... 184

**Anexo V. OSCILOGRAFÍA ..... 187**
V.1. DEFINICIÓN ..... 187
V.2. SOFTWARE TRANSVIEW ..... 189
V.3. SOFTWARE REVAL ..... 191

V.4. LISTAS SEÑALES OSCILOS ..... 192
V.4.1. Señales oscilos relés familia SEPAM ..... 192
V.4.2. Señales oscilos relé RED670 ..... 193
V.4.3. Señales oscilos relé P143 ..... 194
V.4.4. Señales oscilos relé SEL421 ..... 195

**Anexo VI. LIBRERÍA TIPIFICADA DE FALTAS ..... 199**
VI.1. INTRODUCCIÓN ..... 199
VI.2. FALTA MONOFÁSICA CON CONEXIÓN A TIERRA ..... 199
VI.3. FALTA BIFÁSICA SIN CONEXIÓN A TIERRA ..... 203
VI.4. FALTA MONOFÁSICA A TIERRA QUE EVOLUCIONA A BIFÁSICA CON CONEXIÓN A TIERRA ... 208
VI.5. FALTA BIFÁSICA SIN CONEXIÓN TIERRA QUE EVOLUCIONA A TRIFÁSICA ..... 212
VI.6. ENERGIZACIÓN DE UN TRANSFORMADOR ..... 214
VI.7. CONTRIBUCIÓN TRANSFORMADOR AT/MT CONEXIÓN Ynd ANTE FALTA EN ALTA TENSIÓN 217
VI.8. SATURACIÓN DE UN TRANSFORMACIÓN DE PROTECCIÓN ..... 219

**Anexo VII. EJEMPLO APLICACIÓN PROCEDIMIENTO ANÁLISIS INCIDENTES A UN CASO REAL ..... 221**

**LISTA DE FIGURAS ..... 229**

**LISTA DE TABLAS ..... 233**

**BIBLIOGRAFÍA ..... 235**

# ANEXOS

*Estudio de sistemas protectivos en redes eléctricas en Alta Tensión. Estudio y mejora de procedimientos para el análisis de incidencias*

# *Anexo I.*

## *SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA*

---

### I.1. *DESCRIPCIÓN*

El Sistema Eléctrico de Potencia es el sistema en que se genera, transporta y consume la energía eléctrica a gran escala. La misión fundamental del Sistema Eléctrico de Potencia es la de garantizar el suministro eléctrico de calidad a todos los usuarios.

En los Sistemas Eléctricos de Potencia podemos distinguir los siguientes elementos básicos:

- Los generadores, que producen la energía eléctrica.
- Los transformadores, que modifican en nivel de tensión, aumentándolo o reduciéndolo, según las necesidades.
- Las líneas, que transportan la energía eléctrica.
- Las cargas, que es donde se consume la energía.

Estos elementos no se encuentran aislados sino que aparecen agrupados, formando las centrales eléctricas, las subestaciones, los centros de distribución y los centros de transformación. Estas agrupaciones, a su vez, están unidas entre sí mediante líneas.

El esquema general de un Sistema Eléctrico de Potencia se representa en la Figura I.1. Esencialmente un Sistema Eléctrico de Potencia está integrado por tres subsistemas:

1. *Subsistema de Generación*: En él están integradas las centrales de generación.
2. *Subsistema de Transporte*: En él están integrados las estaciones elevadoras de tensión a la salida de las centrales y las líneas eléctricas de alta o muy alta tensión (mayor o igual a 220 kV).
3. *Subsistema de Distribución*: En él están integrados las estaciones reductoras, las Líneas de Alta Tensión (menor de 220 kV) y Líneas Media Tensión, centros de distribución, centros de seccionamiento y la red de baja tensión.

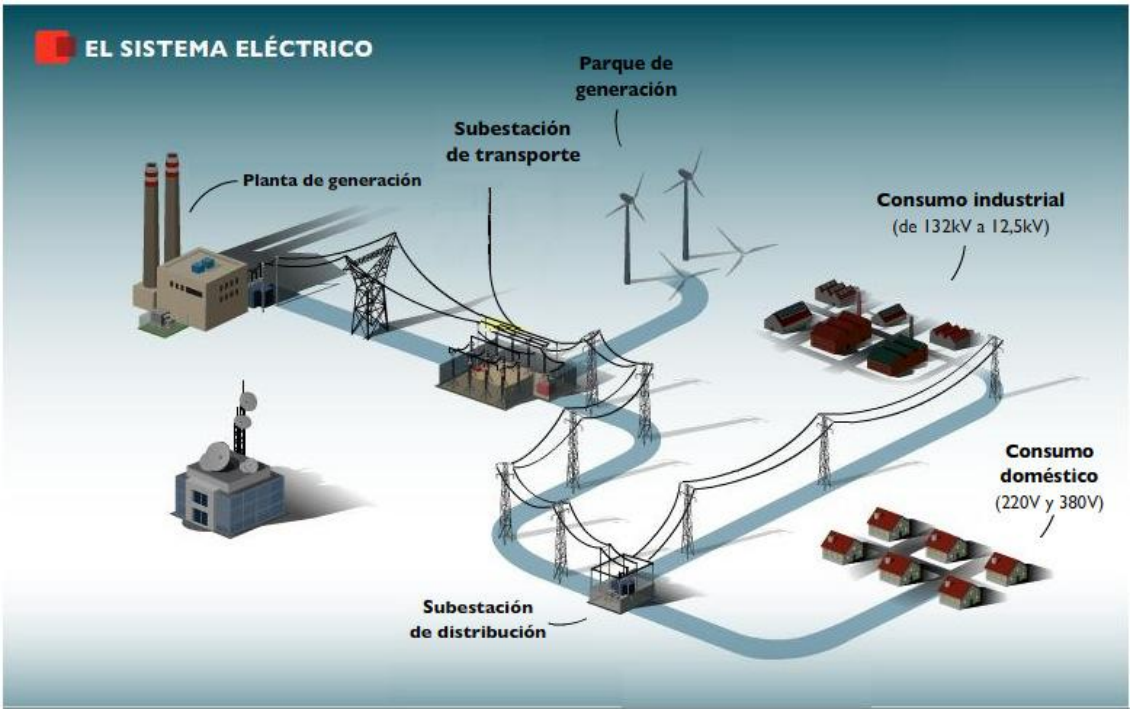



*Figura I.1. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) [24]*

Los Sistemas Eléctricos de Potencia están caracterizados por:

- La *frecuencia de servicio:* La frecuencia de servicio está normalizada a 50 Hz en Europa y mayor parte del mundo, a diferencia de EEUU donde está normalizada a 60 Hz.
- El *número de fase:* Los sistemas trifásicos son los más utilizados. En baja tensión las redes trifásicas son de 3 ó 4 hilos, es decir, tres fases o tres fases y neutro respectivamente.
- La *tensión de servicio:* es la principal característica y la que determina el aislamiento de los elementos que constituyen un sistema eléctrico. Las tensiones de servicio empleadas en los sistemas, así como su aplicación a los

diferentes subsistemas que hemos citado anteriormente (Generación, Transporte y Distribución) se expresan en la siguiente tabla.

*Tabla I.1. Tensiones de servicio según subsistema*

| | **TENSIÓN DE SERVICIO** | **SUBSISTEMA** |
|---|---|---|
| BT<br>Baja Tensión | 220 V<br>380 V | DISTRIBUCIÓN<br>DISTRIBUCIÓN |
| MT<br>Media Tensión | 10 kV<br>15 kV<br>30 kV | GENERACIÓN - DISTRIBUCIÓN<br>GENERACIÓN - DISTRIBUCIÓN<br>DISTRIBUCIÓN |
| AT<br>Alta Tensión | 45 kV<br>66 kV<br>110 kV<br>132 kV | TRANSPORTE - DISTRIBUCIÓN<br>TRANSPORTE - DISTRIBUCIÓN<br>TRANSPORTE<br>TRANSPORTE |
| MAT<br>Muy Alta Tensión | 200 kV<br>400 kV | TRANSPORTE<br>TRANSPORTE |

Según la norma de Endesa GE NNM001, apartado 4.1.1.:

*"Las instalaciones eléctricas, en el ámbito de Endesa Distribución Eléctrica S.L., se clasifican en la forma siguiente:*

- *Alta Tensión (AT): Las de tensión nominal superior a 36 kV*
- *Media Tensión (MT): Las de tensión nominal superior a 1 kV o inferior a 36 kV*
- *Baja Tensión (BT): Las de tensión nominal igual o inferior a 1kV alterna y 1,5 kV en continua"*

### I.1.1. Generación

En este subsistema encontramos las centrales de generación eléctrica. La función principal de las centrales consiste en convertir una fuente de energía primaria (solar, eólica, hidráulica, biomasa, etc.) en energía eléctrica. Generalmente, las centrales de generación se encuentran alejadas de los lugares de consumo.

### I.1.2. Transporte

La potencia generada en la central se vierte sobre la red de transporte a través de las subestaciones de generación o elevadoras, que transforman la tensión de generación que suele estar comprendidas entre 6 y 20 kV, a los niveles de tensión de transporte en Alta Tensión, 220 ó 400 kV. El motivo por el cual se produce este incremento es porque se reducen las pérdidas de potencia en el sistema. Las redes de transporte se caracterizan por su capacidad para transportar grandes potencias a grandes distancias.

### I.1.3. Distribución

Las líneas de Alta Tensión llegan a las subestaciones transformadoras (SET) donde se reduce el nivel de tensión a niveles de distribución, cuyos valores más frecuentes son 132, 66, 45 o 30 kV. El objetivo que debe cumplir el sistema de distribución es distribuir la energía eléctrica a los abonados en los niveles de tensión y en las condiciones de regularidad exigidas por los diferentes tipos de usuarios.

## I.2. *REDES ELÉCTRICAS*

Se denomina *Red Eléctrica* los elementos conductores que unen y conectan entre sí las Centrales Generadoras con las Estaciones Transformadoras y éstas con los abonados.

Existe, por tanto, una red de transporte que conecta la salida de la central eléctrica con las subestaciones transformadoras reductoras y constituida por las líneas de transporte, y una red de distribución, que une dichas subestaciones con la red de abonados o red de baja tensión, a partir de la cual se conectan los receptores de energía eléctrica.

Las redes se pueden clasificar según su estructura de la forma siguiente:

1. *Redes Radiales:* Las líneas eléctricas se ramifican desde el punto de alimentación, con ramificaciones en antena que no cierran sobre ellas.

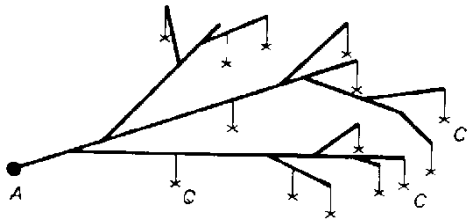



*Figura I.2. Esquema de red radial [20].*

**2.** *Redes malladas:* La red está constituida por bucles cerrados sobre sí mismos.

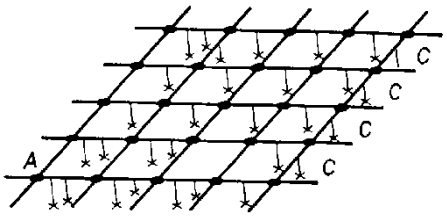



*Figura I.3. Esquema de red mallada [20].*

**3.** *En bucle:* Es una situación intermedia entre las dos anteriores. La red constituye bucles durante la explotación normal permanecen abiertos en un punto. Cuando se produce una falta se cambia el punto de apertura por la desconexión del elemento en falta, lo que permite mantener el suministro eléctrico al resto del sistema.

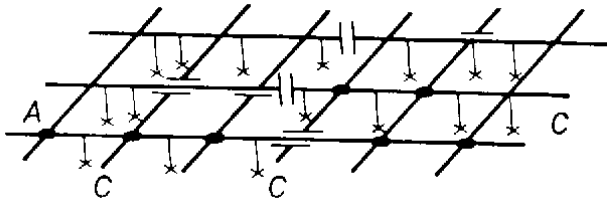



*Figura I.4. Esquema de red en bucle [20].*

La complejidad de la estructura resultante determina la disponibilidad de la energía eléctrica y el coste de la inversión. La selección de una estructura para una aplicación dada se basa, por lo tanto, en un compromiso entre las necesidades técnicas y el coste resultante.

Cada uno de estos esquemas de red presenta una serie de ventajas e inconvenientes que se resumen en la siguiente tabla:

*Tabla I.2. Características de tipos de redes*

| | **Ventajas** | **Desventajas** |
|---|---|---|
| **Radial o en antena** | − Simplicidad en las protecciones (selectividad)<br>− Sencillez de explotación<br>− Bajo coste de instalación | − Falta de garantía de suministro ante faltas o paradas programadas para mantenimiento |
| **Mallada** | − Seguridad de suministro<br>− Flexibilidad de alimentación<br>− Facilidad de mantenimiento | − Mayor coste de instalación<br>− Mayor potencia de cortocircuito<br>− Complejidad del sistema de protección |

Otra clasificación de las redes eléctricas puede realizarse en base a que sean redes aéreas o redes subterráneas:

- *Redes aéreas:* tienen la ventaja esencial de que resultan menos costosas, pero presentan el inconveniente de que están permanentemente sometidas a la influencia de perturbaciones atmosféricas (lluvia, nieve, tormentas, etc.) lo cual hace que su fiabilidad y duración sean más reducidas y, como consecuencia, sus gastos más elevados.
- *Redes subterráneas:* son más caras en su instalación, pero tienen la ventaja de una mayor duración y de exigir menor mantenimiento. Generalmente, la calidad de servicio es mejor que en las redes aéreas.

Según la importancia que se atribuya a los diferentes criterios, se adoptará uno u otro tipo de red. De manera general, puede decirse que en las redes de transporte y en las redes de distribución de alta tensión se proyectan líneas aéreas, mientras que en las redes de distribución de media y baja tensión se emplean líneas subterráneas.

## I.3. *SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO*

Directamente relacionado con el sistema de puesta a tierra del neutro de un sistema eléctrico de potencia existen dos consideraciones técnicas: la reducción del nivel de sobretensiones y la reducción de la corriente en los defectos a tierra.

Las sobretensiones excesivas provocan la ruptura dieléctrica de los materiales de aislamiento eléctrico, lo que da lugar a cortocircuitos.

Las sobretensiones pueden tener distintos orígenes entre ellos se encuentran los rayos a los que están expuestos todos los subsistemas aéreos, las maniobras de operación y situaciones críticas como la resonancia o los transitorios que aparecen durante las faltas y su eliminación.

Por otra parte, las corrientes de defecto a tierra elevadas pueden producir una serie de consecuencias como la fusión del elemento en el que se ha producido el defecto debido al arco, la inducción de interferencias en los circuitos de telecomunicaciones adyacentes, el riesgo para las personas creado por el aumento del potencia de paso del terreno en las proximidades de la falta.

Lamentablemente, la mejora de uno de estos requisitos provoca el empeoramiento del otro. Por tanto, la elección de la puesta a tierra del neutro en sistemas eléctricos de alta es un tema muy controvertido debido a la dificultad de alcanzar un compromiso único para los distintos tipos de sistemas eléctricos. Normalmente la elección se basa

en la experiencia adquirida, teniendo en cuenta las restricciones específicas que posee cada sistema.

Además del nivel de las sobretensiones y de las corrientes de defecto a tierra se pueden considerar las siguientes restricciones:

- La continuidad del servicio y los requisitos de mantenimiento.
- El nivel de seguridad.
- El coste del sistema seleccionado.
- El sistema empleado habitualmente a nivel local y/o nacional.

El sistema de puesta a tierra del neutro depende de la impedancia $Z_N$ empleada en la conexión entre el neutro y la tierra. Según el tipo y el valor de esta la impedancia se tienen los siguientes sistemas de puesta a tierra.

- Neutro aislado: $Z_N = \infty$.
- Puesta a tierra por resistencia: $Z_N = R$, se refiere a una resistencia con un valor adecuado.
- Puesta a tierra por baja reactancia $Z_N = X_b$ se refiere a una reactancia con una reactancia con un valor generalmente bajo.
- Puesta a tierra por reactancia de compensación $Z_N = X_c$ se refiere a una reactancia de compensación, diseñada para compensar la capacidad del sistema.
- Neutro conectado rígidamente a tierra: $Z_N = 0$.

A continuación se van a describir los distintos sistemas de puesta a tierra indicando las ventajas y los inconvenientes de cada uno de ellos.

### I.3.1. Neutro conectado rígidamente a tierra

En este sistema se conecta directamente el punto neutro y tierra (Figura I.5)

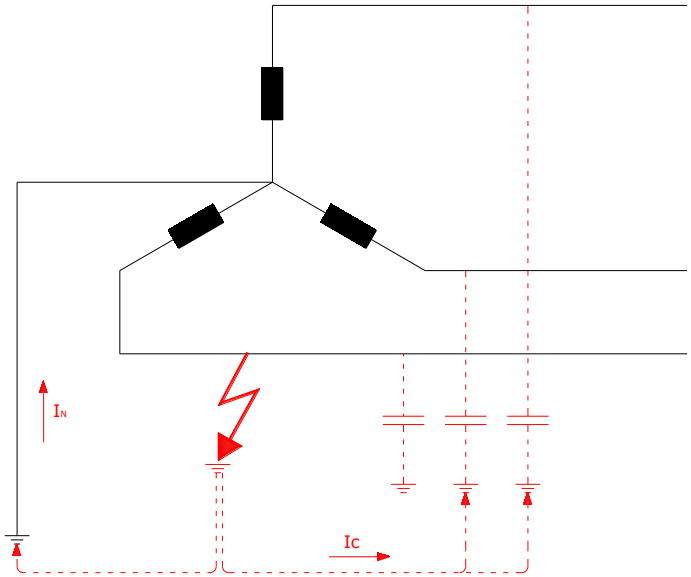



*Figura I.5. Neutro conectado rígidamente a tierra*

*Ventajas*

- Este sistema es el que mejor permite reducir las sobretensiones. Se pueden utilizar equipos con un aislamiento dimensionado para la tensión de fase a neutro.

- Permite instalar protecciones más simples basadas en sobreintensidad, ya que las situaciones de falta son fácilmente reconocibles por las elevadas intensidades que se producen, varias veces superiores a las corrientes nominales. Además la selectividad entre protecciones no suele presentar dificultades, y suele consistir en un ajuste temporal en el arranque de la protección.

*Desventajas*

- En caso de defecto a tierra, la corriente de falta no queda limitada por ningún elemento específico, siendo por tanto máximos los daños y las perturbaciones, y el riesgo para las personas es importante mientras persista el defecto.

- El disparo se produce en cuanto ocurre el primer defecto de aislamiento, por lo que no hay continuidad del servicio.

El neutro rígidamente conectado a tierra se recomienda para redes de tensión mayor o igual de 110 kV. En redes de baja tensión también se utiliza el neutro rígidamente puesto a tierra, salvo en aquellas aplicaciones donde es vital la continuidad del suministro incluso en situación de falta (hospitales,…).

### I.3.2. Neutro conectado a tierra a través de resistencia

En este sistema se conecta intencionadamente una resistencia entre el punto neutro y tierra. Esta impedancia resistiva mantiene la limitación de la corriente de defecto a tierra y, además, permite la evacuación satisfactoria de las sobreintensidades a tierra.

La puesta a tierra del neutro puede hacerse de varias formas dependiendo de si el neutro es o no accesible.

*Neutro Accesible*

Si el neutro es accesible (bobinados conectados en estrella con un neutro accesible), la resistencia de puesta en tierra se puede conectar entre el neutro y la tierra o a través de un transformador monofásico con un carga resistiva equivalente en el bobinado secundario, tal y como se observa en la Figura I.6.

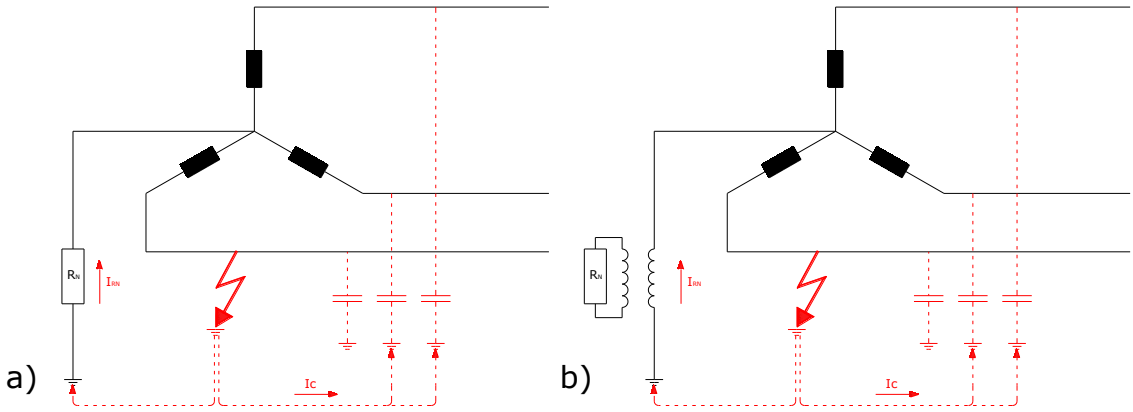



*Figura I.6. Puesta a tierra del neutro en el secundario de un transformador conectado en estrella con el neutro accesible mediante: a) Resistencia conectada directamente; b) Conexión de transformador monofásico.*

*Neutro no accesible*

Cuando el neutro no es accesible (bobinado conectado en triángulo) se crea un punto neutro artificial la conexión a las barras de un transformador:

- En estrella – triángulo abierto, con el neutro de la estrella conectado rígidamente a tierra y con el triángulo abierto cargado con la resistencia limitadora (ésta requiere un aislamiento de baja tensión por lo tanto, es la solución más económica), mostrado en la Figura I.7a).

- En estrella – triángulo con una resistencia limitador que conecta el neutro de la estrella con tierra (aislamiento de alta tensión). Esta solución es menos utilizada, representado en la Figura I.7 b).

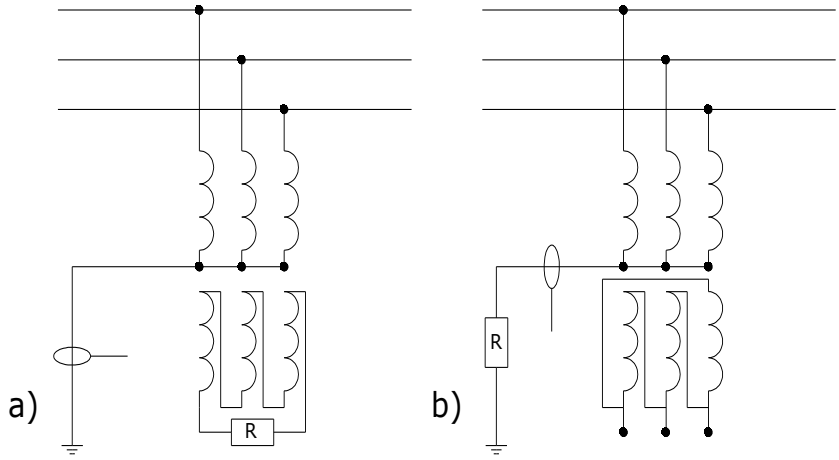



*Figura I.7. Puesta a tierra por resistencia del neutro no accesible.*

*Ventajas*

- Este sistema constituye un buen compromiso entre una corriente de defecto baja y una evacuación satisfactoria de sobretensiones.

*Desventajas*

- La continuidad del servicio del sistema en falta se degrada y los fallos a tierra deben corregirse en cuanto se produzcan.

### I.3.3. Puesta a tierra con baja reactancia

Este sistema conecta una reactancia entre el punto neutro y tierra. Cuando la tensión de la red es superior a 40 kV, es preferible utilizar una reactancia en lugar de una resistencia debido a los problemas la potencia disipada por la resistencia al producirse un defecto.

Si el punto neutro está accesible, la reactancia de puesta a tierra se puede conectar directamente entre el punto neutro y tierra o bien se puede conectar una bobina trifásica en zig-zag con su neutro conectado a tierra a través de la reactancia, Figura I.8.

Cuando el neutro no está accesible sólo se puede emplear la bobina en zig-zag. Cuando se emplea la bobina en zig-zag se puede añadir una resistencia limitadora entre el punto neutro de la bobina y la tierra para reducir la amplitud de la corriente de defecto (ésta requiere un aislamiento AT).

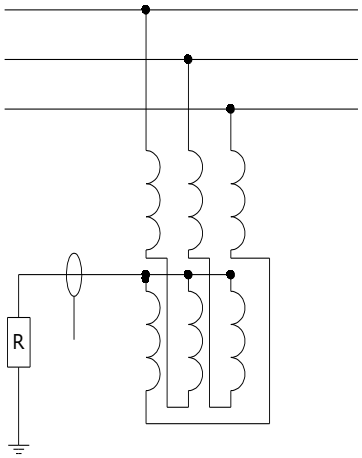



*Figura I.8. Puesta a tierra del neutro con conexión zig-zag del transformador*

*Ventajas*

- En este sistema una impedancia inductiva limita la corriente de defecto a tierra y permite la evacuación satisfactoria de las sobretensiones. La selectividad de la protección es fácil de instalar si la corriente limitadora se ajusta a un valor muy superior a la corriente capacitiva del sistema eléctrico. La bobina, al tener una baja resistencia, no disipa potencia por lo que se puede reducir su tamaño. En los sistemas de alta tensión, esta solución es más rentable que la puesta a tierra por resistencia.

*Desventajas*

- La continuidad del servicio de la red se degrada; los fallos a tierra deben corregirse en cuanto se produzcan (disparo en el primer defecto). Si los fallos a tierra no se corrigen, la reactancia puede entrar en resonancia con las capacidades de la red lo que daría lugar a sobretensiones.

### I.3.4. Puesta a tierra por reactancia de compensación

En este sistema se introduce una reactancia ajustada de tal forma que compense la capacidad total de fase a tierra del sistema. De esta forma, la corriente de defecto será cercana a cero en caso de que se produzca un fallo a tierra.

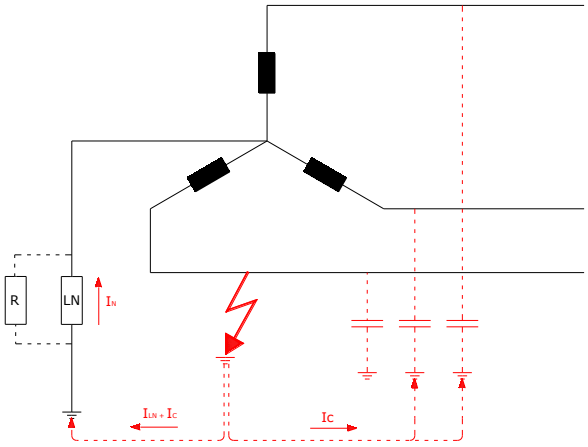



*Figura I.9. Puesta a tierra por reactancia de compensación*

Este sistema se utiliza para compensar la corriente capacitiva en el sistema eléctrico. Las corrientes se compensan entre sí debido a que, una es inductiva (en el circuito de puesta a tierra) y la otra es capacitiva (en las capacidades de las fases libres de apoyo).

La reactancia de compensación se denomina bobina de extinción o *bobina Petersen.*

*Ventajas*

- El sistema reduce la corriente de defecto, incluso si la capacidad de fase a tierra es alta. Esto permite la extinción espontánea de fallos a tierra no permanentes.
- La tensión de contacto está limitada a la ubicación del fallo.
- La instalación sigue en servicio incluso en el caso de un fallo permanente.
- El primer defecto se indica mediante la detección de la corriente que fluye a través de la bobina.

*Desventajas*

- El coste de la puesta a tierra por reactancia puede ser alto ya que se debe modificar la reactancia para adaptar la compensación.
- Es necesario asegurarse de que la corriente residual en el sistema eléctrico durante el defecto no presenta ningún peligro para las personas o los equipos.
- Existe un alto riesgo de sobretensiones transitorias en el sistema eléctrico.
- Es difícil de instalar una selectividad en la protección.

### I.3.5. Neutro aislado

En este sistema de puesta a tierra no hay puesta a tierra intencional del punto neutro, excepto para dotar de potencial de referencia a los dispositivos de medida y/o protección.

En este tipo de sistemas eléctricos, un fallo de fase a tierra produce una baja corriente que se cierra a través de las capacidades de fase a tierra de las fases sanas.

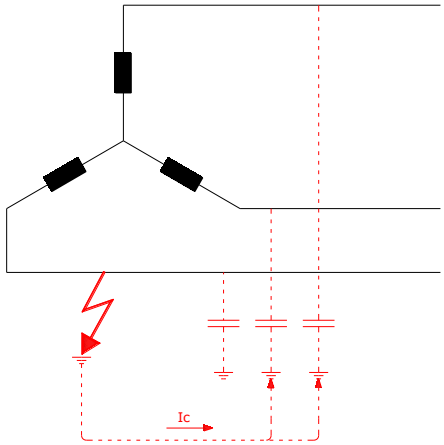



*Figura I.10. Puesta a tierra con neutro aislado*

*Ventajas*

- La ventaja esencial de este sistema es la continuidad del servicio. No es necesario realizar el disparo del interruptor ya que la corriente de defecto puede mantenerse durante un largo tiempo al ser muy baja (decenas de amperios). Sin embargo, si no se corrige este defecto, una segunda falta a tierra en una fase provocará un auténtico cortocircuito bifásico a tierra que deberán despejar las unidades de protección de fase.
- Economía en la realización de puestas a tierra en las subestaciones. Las bajas corrientes de falta hacen que sea posible cumplir con los valores de tensión de contacto y tensión de paso que marca la legislación vigente con valores óhmicos de la puesta a tierra de protección relativamente altos, y por tanto fáciles de obtener constructivamente incluso en terrenos de alta resistividad.

*Desventajas*

- Al no existir una conexión con tierra no se eliminan las sobretensiones transitorias, lo que puede constituir un gran inconveniente si la máxima tensión es alta. Asimismo, la conexión a tierra de una fase hace que las demás alcancen

la tensión de línea con respecto a la tierra. Esto aumenta la probabilidad de un segundo fallo o incremento de los costes en la mejora del aislamiento.

- En los sistemas con neutro aislado la supervisión del aislamiento es obligatoria y debe indicar la presencia del primer fallo.

- También existe riesgos de sobretensiones provocadas por ferrorresonancia.

El neutro aislado se recomienda para redes de media tensión (6 a 30 kV) en el caso de industrias, servicios auxiliares de centrales térmicas y otros en los que las circunstancias de la continuidad de servicio sean vitales. Se utiliza además en redes de distribución públicas de media tensión en países como España, Italia, China, Japón o en países nórdicos como Suecia, Finlandia y Noruega

### I.3.6. Resumen de las características de las puestas a tierra del neutro

En la siguiente tabla se resumen las características que presentan los distintos sistemas de puesta a tierra.

*Tabla I.3. Resumen de las características de la puesta a tierra del neutro.*

| ***CARACTERÍSTICAS*** | ***SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO*** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **AISLADO** | **COMPENSADO** | **RESISTENCIA** | **REACTANCIA** | **RÍGIDO** |
| Amortiguaciones de sobretensiones transitorias | – | + – | + | + – | + + |
| Limitación de sobretensiones de 50 Hz | – | – | + | + | + |
| Limitación de corrientes de defecto | + | + + | + | + | – – |
| Continuidad de servicio | + | + | – | – | – |

+Bueno -Mediocre

## I.4. *INSTALACIONES PRINCIPALES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA*

### I.4.1. Subestaciones Eléctricas

Las subestaciones eléctricas transformadoras (SET) consisten en un conjunto de equipos destinados a recibir la energía a alta tensión procedente de un suministro de energía, transformándola a otra tensión más adecuada para la distribución local con el objetivo de transferir esta energía a los alimentadores de la red primaria de distribución, a través de aparatos de corte adecuados para la protección del servicio contra los efectos de averías. Generalmente la energía es recibida en media o alta tensión y cierta frecuencia y se transforma en energía a tensión más baja, sin modificar la frecuencia, en la Figura I.11 se muestra un ejemplo de subestación.

*Figura I.11. Subestación Eléctrica Intemperie*

### I.4.2. Centros de distribución

Son las instalaciones que formando parte de la red de distribución de energía eléctrica tienen por misión la organización de la misma, la Figura I.12 muestra una de ellas. Corresponden a los nodos de la red, de forma que maniobrando con los elementos de corte en ellos disponibles se conducen los flujos de potencia por unas líneas eléctricas o por otras. También se emplean para la localización de faltas en la red. Su estructura es como la de una subestación pero la tensión soportada por sus elementos es inferior. Constan de barras a las que se conectan las líneas de media tensión o que parten del centro. A estas barras se suele conectar también un transformador de potencia de pequeño tamaño, del orden de 25 kVA, denominado transformador de servicios auxiliares. Su misión es suministrar la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento. Las uniones entre las líneas y las barras, y entre las barras y el

transformador de servicios auxiliares se realizan utilizando seccionadores e interruptores.

*Figura I.12- Interior Centro de Distribución*

### I.4.3. Centros de seccionamiento

Un seccionamiento es un caso particular de un centro de distribución, como se observa en la Figura I.13. Se emplea únicamente para la localización de faltas y en el aislamiento de un tramo de la red de distribución si fuese necesario. No se pueden emplear para la organización de los flujos de potencia puesto que no pueden distribuir la energía por una línea o por otra al no poseer nada más que una línea de salida. Consiste en un interruptor motorizado, montado sobre un apoyo de una línea. Junto a él también hay montados un transformador, que se emplea para alimentar a la instalación y un armario estanco que contiene los dispositivos de control, la remota, los aparatos necesarios para el enlace de comunicaciones, una batería y un rectificador. Se pueden incluir en el mismo conjunto equipos para automatizar el seccionamiento o facilitar la localización de averías, tales como reconectadores y detectores de paso de falta respectivamente.

*Figura I.13. Seccionamiento*

### I.4.4. Centros de transformación

En los centros de transformación (CT), como se observa en la Figura I.14 se transforma la tensión de la energía procedente de la red primaria de distribución (6 kV ó 10 kV) a la tensión de servicio de los abonados (220 V ó 380 V). Los centros de transformación pueden estar montados sobre postes o ser subterráneos instalados en pozos o túneles. Para pequeñas potencias, en cada centro de transformación se instala un sólo transformador el cuál alimenta los circuitos de alumbrado y de fuerza del abonado. Sin embargo, cuando hay que alimentar motores eléctricos de 5 CV ó más, la momentánea caída de tensión provocada por el arranque de estos motores produce oscilaciones en el alumbrado. En estos casos es preferible la instalación de dos transformadores por centro de distribución, uno para alumbrado y otro para fuerza motriz.

La red de baja tensión desde la salida de los centros de transformación hasta la acometida de los usuarios puede realizarse ramificada, en anillo o mallada. En todos los casos y siempre que sea posible, se recomienda la alimentación independiente de los circuitos de alumbrado y de fuerza motriz, ya que de esta forma, y con un gasto razonable, se obtiene una regulación de tensión muy precisa y una iluminación más constante en los circuitos de alumbrado.

*Figura I.14. Centro de transformación*

## I.5. *CONFIGURACIONES DE EMBARRADOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS*

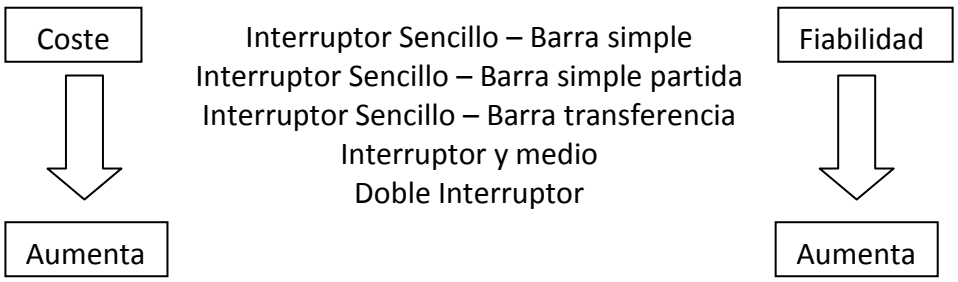
Existen múltiples posibilidades a la hora de realizar el diseño de una subestación eléctrica, por ello resulta recomendable el seguir una serie de pautas para optimizarlo y dirimir que opciones son más adecuadas que otras.

- Costes de instalación:
    - Número de interruptores por entrada/salida.
    - Número de seccionadores por circuito
    - Aparamenta de medida, control y protección necesaria
- Operación y maniobra
    - Posibilidades de interconexión entre circuitos
- Fiabilidad por medio del análisis de continuidad de servicio ante:
    - Fallos en circuitos
    - Fallos en barras
    - Mantenimiento de interruptores
    - Fallo en apertura de interruptores

Las configuraciones más habituales de diseñar una subestación son:

- Barra simple
- Barra partida
- Barra principal y barra de transferencia
- Barra doble
- Barra doble y doble interruptor
- En anillo
- De interruptor y medio

Atendiendo a las pautas anteriores de optimización y teniendo en cuenta las diferentes configuraciones que se pueden llevar a cabo en una subestación eléctrica se puede realizar una clasificación de las mismas según criterio económico y de fiabilidad:



Cabe destacar que la configuración habitual en Endesa División Aragón son barra simple, barra simple partida y barra doble.

### I.5.1. Barra simple

En esta configuración todos los circuitos se encuentran directamente conectados a una única barra, por ello posee pocos dispositivos y ocupa poco espacio.

*Ventajas*

- Explotación de forma muy sencilla con un reducido coste respecto a otras configuraciones.

*Desventajas*

- Baja fiabilidad. Dicha configuración que en el caso de que se produzca una falta o sea necesaria la revisión de algún aparato conectados a las barras, se pone fuera de servicio toda la instalación.
- En el caso de mantenimiento de un interruptor quedaría sin servicio la instalación.

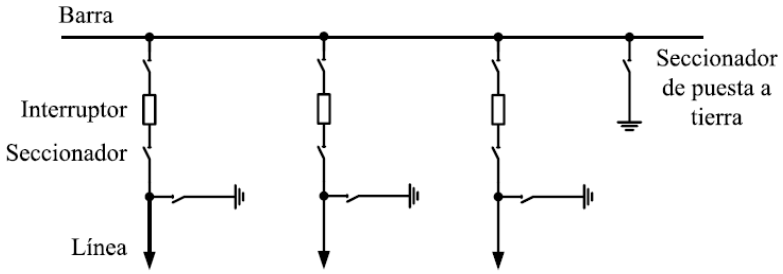



*Figura I.15. Barra simple [25]*

### I.5.2. Barra simple con by-pass

Este esquema sirve para en el caso de que se realice el mantenimiento en el interruptor evitar dejar sin servicio a la instalación, ya que éste se puentea por medio del seccionador de bypass. Se debe de tener también en cuenta, que en este caso se quedarían fuera de servicio las protecciones, disparándose las protecciones adyacentes o los de cabecera de los circuitos alimentadores en el caso de producirse una falta.

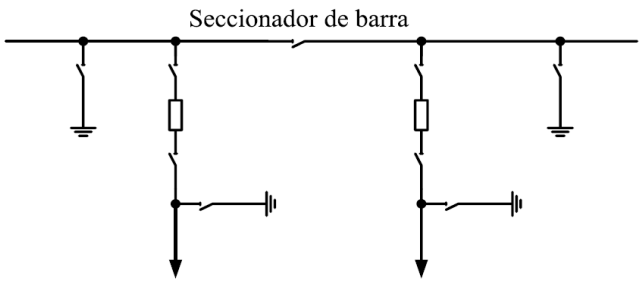



*Figura I.16. Barra simple con by-pass [25]*

### I.5.3. Barra partida

Su configuración se basa en la división de los embarrados en partes a través de un seccionador o interruptor, aumentándose la seguridad y la flexibilidad de operación y de mantenimiento.

*Ventajas*

- Mayor seguridad y flexibilidad de operación y mantenimiento
- Posibilidad de dos fuentes de alimentación

*Desventajas*

- Ante falta o mantenimiento en barra sólo se pierde el suministro en la sección afectada. Cuando una sección se quedase sin alimentación por uno de los casos expuestos simplemente se cerraría el acoplamiento existente entre las diferentes secciones restableciéndose el suministro.

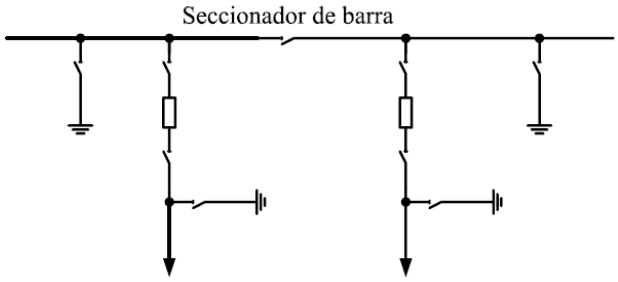



*Figura I.17. Barra simple partida [25]*

### I.5.4. Barra principal y barra de transferencia

Esta configuración consiste en una evolución de la anteriormente descrita de barra simple con bypass.

Por un lado, el seccionador de bypass se encuentra conectado a la barra de transferencia, por el otro el interruptor de las líneas, transformadores, etc. van conectados a las barras principales.

*Ventajas*

- Configuración más flexible y segura
- En caso de producirse en el interruptor de línea una apertura por falta o por mantenimiento, quede éste sustituido por el interruptor de acoplamiento, pudiéndose restablecer el suministros sin más que realizar la conexión a la barra de transferencia con el cierre del interruptor de acoplamiento.

*Desventajas*

- Esquema más caro y con mayores necesidades de espacio
- Fallo en barra conlleva la pérdida total de suministro
- El mantenimiento del interruptor de acoplamiento conlleva una barra fuera de servicio

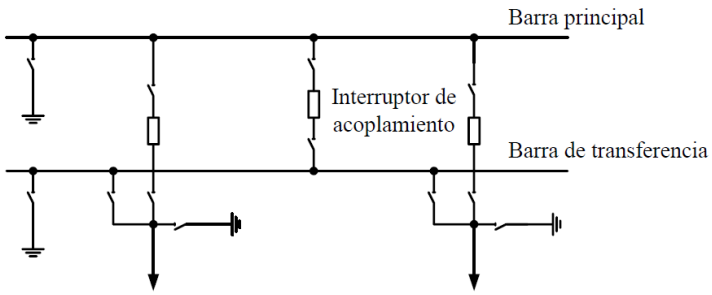



*Figura I.18. Barra simple y barra de transferencia [25]*

### I.5.5. Barra doble

Como su propio nombre indica se compone de 2 juegos de barras, existiendo el mismo número de dispositivos que en el caso de barra simple y barra de transferencia.

Las líneas se pueden conectar indistintamente a cualquier barra protegidas por su propio interruptor, produciéndose la unión entre las 2 barras por medio de una posición de acoplamiento.

*Ventajas*

- Reparto de cargas entre las dos barras.
- Si una barra se queda sin servicio, sólo se quedarían sin servicio las posiciones conectadas a dicha barra hasta que éstas se conectasen a otra barra, por lo que el servicio es prácticamente continuo.

*Desventajas*

- Mayor coste y número de dispositivos

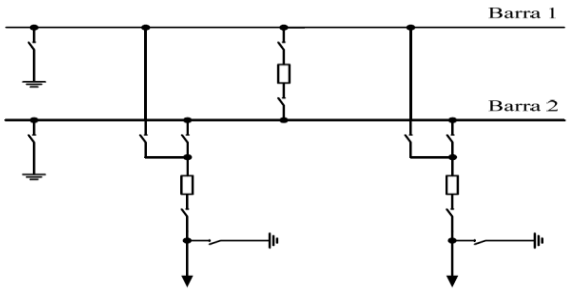



*Figura I.19. Barra doble [25]*

### I.5.6. Barra doble

Es igual que la configuración anterior salvo que las líneas disponen de bypass, presentando también las mismas ventajas que la anterior junto con que existe la posibilidad de reparar el interruptor de la disposición dañada.

*Ventajas*

- Mismas ventajas que doble barra.
- El interruptor de acoplamiento protege la línea con interruptor en mantenimiento.

*Desventajas*

- Mayor coste de montaje al igual que una mayor complicación tanto en el mismo como en las maniobras a realizar.

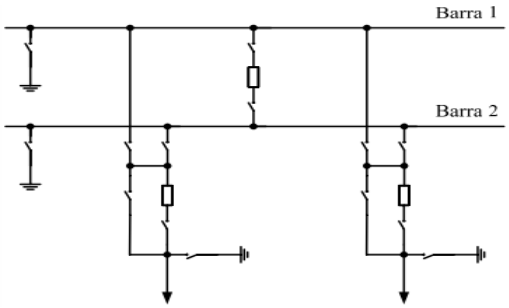



*Figura I.20. Barra doble con by-pass [25]*

### I.5.7. Barra doble con una o dos barras de transferencia

Su uso predominante es en aquellos casos en los que resulte imprescindible que exista un suministro continuo.

Esta configuración consiste en un doble juego de barras a las cuales van conectadas las líneas por medio de seccionadores y los de bypass lo hacen a las barras de transferencia. La utilidad de los módulos de acoplamiento es la de servir de unión eléctrica entre las barras de transferencia con cualquiera de las otras dos.

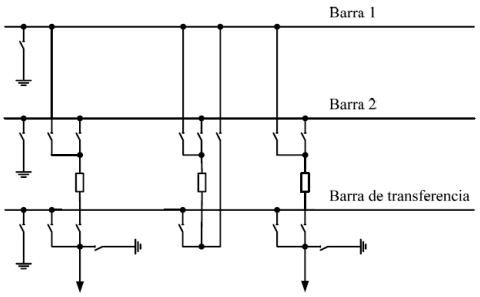



*Figura I.21. Barra doble con una barra de transferencia [25]*

### I.5.8. Doble barra – doble interruptor

Su utilización se da en subestaciones grandes e importantes donde se precisa de máxima fiabilidad en el servicio a pesar de conllevar ello un mayor coste.

Cada circuito se encuentra protegido por dos interruptores diferentes, por lo que ninguna maniobra de un interruptor puede afectar a más de un circuito, lo cual se refleja en que si se produjese un fallo o mantenimiento en una barra conllevaría la conexión de las líneas a la otra barra.

*Ventajas*

- Mayor fiabilidad. Si se realiza el mantenimiento del interruptor de una línea, se mantendría dicha línea en servicio por medio de la otra barra y controlada con el otro interruptor.

*Desventajas*

- Alto coste

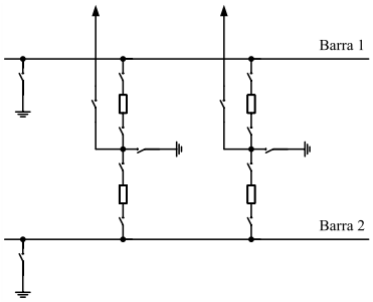



*Figura I.22. Barra doble con una barra de transferencia [25]*

### I.5.9. En anillo

El coste de esta configuración es muy similar al de la barra simple con una fiabilidad mayor, pero encontrándose a la par, una mayor complicación a la hora de realizar la maniobra de la misma, siendo su empleo prácticamente exclusivo en el sistema de 220 y 400 kV.

Su forma es, como su propio nombre indica, en anillo donde a cada pieza del equipo le corresponden dos interruptores separados, con lo que si se produce una falta sólo queda aislada la zona donde se ha producido la misma.

Cada circuito se encuentra protegido por dos interruptores diferentes, por lo que ninguna maniobra de un interruptor puede afectar a más de un circuito, lo cual se refleja en que si se produjese un fallo o mantenimiento en una barra conllevaría la conexión de las líneas a la otra barra.

*Ventajas*

- Mayor seguridad que barra simple

*Desventajas*

- Si el interruptor quedase fuera de servicio debido a operaciones de mantenimiento, el anillo queda abierto por lo que los demás interruptores deben de estar diseñados para transportar la intensidad total.

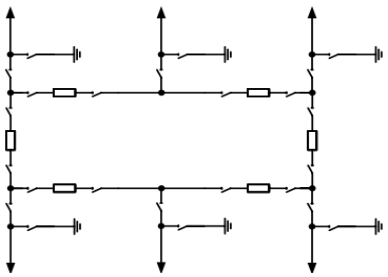


*Figura I.23. En anillo [25]*

### I.5.10. Interruptor y medio

Su empleo se encuentra generalizado en los sistemas de 220 y 400 kV permitiendo una gran flexibilidad en la explotación a la vez que garantizan continuidad en el suministro.

En esta configuración tres interruptores protegen dos líneas, lo cual junto con que se utilizan dos barras, si se produce una falta en una de ellas no producirá el disparo de ninguno de los equipos y solo despejará la barra defectuosa. Se considera una solución intermedia entre la barra doble y la barra doble-doble interruptor.

*Ventajas*

- Mantenimiento sin corte de suministro y con total protección

*Desventajas*

- Posibles disparos intempestivos

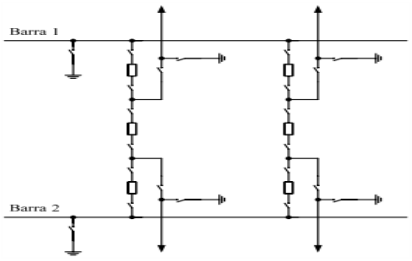



*Figura I.24. Interruptor y medio [25]*

### I.5.11. Triple barra

Esta configuración posee las mismas ventajas que presenta la configuración de doble carga tales como el reparto de cargas, la flexibilidad en las maniobras, etc. , pero con una mayor fiabilidad ya que si se aísla una barra nos encontramos en la misma situación que si existiese una configuración de doble barra (vista ya antes).

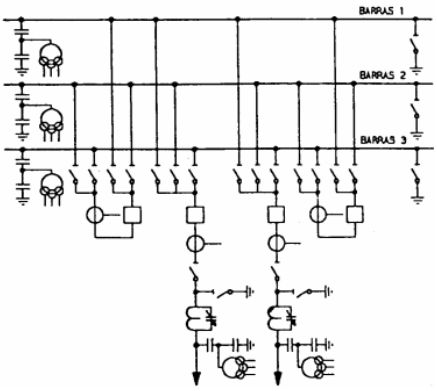



*Figura I.25. Barra triple [25]*

## I.6. *APARAMENTA PRINCIPAL EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA*

A continuación se detalla la aparamenta principal de potencia que influye en el análisis de incidentes dentro de un sistema eléctrico de potencia

Los dispositivos principales que intervienen en la protección de sistemas eléctricos de potencia son:

- Interruptor automático
- Seccionador
- Transformadores de intensidad
- Transformadores de tensión

### I.6.1. Interruptor automático

Es un aparato mecánico de conexión, capaz de establecer, soportar e interrumpir la corriente en condiciones normales del circuito, y en circunstancias específicas de sobrecarga de servicio, al igual que durante un tiempo determinado (generalmente fracciones de segundo) intensidades anormales del circuito (cortocircuitos).

Toda tarea que deba de realizar el mismo debe de ejecutarla sin causar ningún tipo de perturbación secundaria, por lo que debe de poseer extrema fiabilidad tanto mecánicamente como eléctricamente.

Constan fundamentalmente de los elementos siguientes:

- Un juego de contactos fijos y móviles.
- Una cámara de corte de arco eléctrico.
- Un mecanismo de cierre y reenganche del contacto móvil.
- Un mecanismo de disparo automático que le protege de ciertas condiciones eléctricas anormales.

A la hora de producirse la separación entre ellos, la corriente continúa circulando de uno a otro formándose un arco eléctrico que se extingue cuando la corriente alterna pasa por cero. Cuando esto ocurre, se genera una tensión entre los contactos que crece muy rápidamente, siendo dicha tensión la de "restablecimiento" que es la diferencia que existe entre ambos circuitos que acaban de separarse.

Si dicha tensión crece lo suficiente como para darse que sea capaz de vencer la resistencia del medio que existe entre los contactos (aceite, aire, $SF_6$, etc.), el arco eléctrico vuelve a aparecer circulando de nuevo corriente, a la par que la tensión de restablecimiento decrece hasta anularse. Cuando dicho arco reaparece se llama a este fenómeno recebado, lo que significa que la apertura de los contactos no ha sido satisfactoria.

Con todo lo explicado anteriormente se puede indicar que un interruptor funcionará correctamente si es capaz de extinguir el arco eléctrico y soportar la tensión de establecimiento para la cual se extingue el arco sin que haya recebado. Como ejemplo, el tiempo de apertura de contactos para un interruptor de potencia es de 0,05 segundos.

Antes de pasar a enumerar y describir los diferentes tipos de interruptores que existen actualmente en el mercado pasaremos a explicar de forma somera el fenómeno del arco eléctrico que se produce entre los contactos de dichos interruptores.

*El arco eléctrico*

Como ya hemos indicado con anterioridad, cuando circula corriente a través de un interruptor y éste abre sus contactos separándolos, se produce una chispa o arco entre los mismos.

En casos generales, la aparición de un arco eléctrico puede venir provocada por dos motivos diferentes:

- Elevación suficiente de la diferencia de potencial entre dos conductores.
- Separación de los contactos que mantenían la continuidad en la circulación

  de la corriente en un circuito.

*Tipos de interruptores eléctricos*

Según el sistema de extinción del arco eléctrico, los interruptores automáticos se pueden clasificar en:

***Interruptor de pequeño volumen de aceite***

La extinción del arco eléctrico se realiza en este caso sumergiendo el arco en un líquido aislante como el aceite para acelerar dicho proceso.

En el momento en el cual los contactos móviles del interruptor se separan de los fijos, se ceba un arco eléctrico, en dicho momento parte del aceite se volatiliza mientras que otra parte se descompone formando hidrógeno, metano y acetileno. El hidrógeno presenta unas excelentes propiedades térmicas que permiten una rápida evacuación del calor produciéndose un rápido enfriamiento y extinción del arco.

Los interruptores que presentan este sistema de extinción del arco pueden clasificarse en dos familias:

- De pequeño volumen de aceite: su contenido en aceite va entre 1,5% y 2,5% del aceite que contienen los de gran volumen, fabricados generalmente en tipo columna y siendo una tobera la que se encarga del soplado del arco.

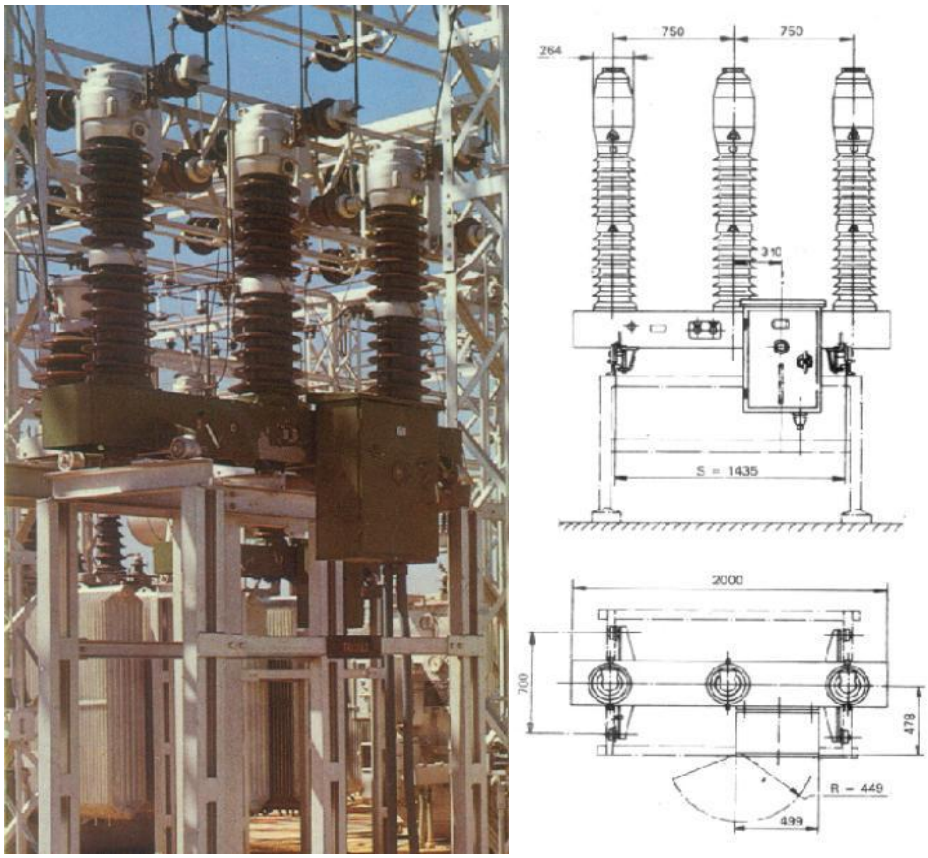



*Figura I.26. Interruptor automático de pequeño volumen de aire [26]*

- De gran volumen de aceite: se extingue el arco por medio de la formación de gases en la descomposición del aceite. Debido a que se originan fuertes presiones internas, en algunas se pueden producir explosiones, entramando peligro por la inflamabilidad del aceite a gran temperatura. Este tipo de sistema ha quedado en desuso.

Cuando el interruptor conecta, el contacto móvil sube hasta unirse con el contacto superior. Para realizar la conexión y desconexión se precisa algún dispositivo que lo accione. Este dispositivo se denomina "mando del interruptor".

Como se mencionó anteriormente, este interruptor puede ser accionado de modo local, a través de un mando accesible, o por telemando a través de la excitación de las correspondientes bobinas de cierre y disparo.

Generalmente, el mando es del tipo de resortes que se cargan manualmente mediante una manivela, o automáticamente por medio de un motor.

*Ventajas:*

- Aparatos simples
- Se pueden utilizar para un gran rango de tensiones
- Reducción de la distancia de extinción (menor volumen de la aparamenta)

*Desventajas:*

- El gas y los productos de descomposición del aceite contienen una gran cantidad de carbono, lo que genera suciedad e incluso que pueda existir una reducción en el aislamiento del elemento. Gran necesidad de mantenimiento
- Peligro de detonación por la presencia de hidrógeno
- Deterioro de las propiedades dieléctricas del aceite con el número de arcos interrumpidos

***Interruptor de aire comprimido:***

Los interruptores de aire comprimido (neumáticos) utilizan la propiedad que posee el aire a presión al expandirse para extinguir el arco eléctrico. El modo de funcionamiento de este sistema consiste en que al inyectarse aire a presión dentro del arco, el arco se desioniza al pasar la corriente por cero.

Este sistema aprovecha la elevada rigidez dieléctrica y unas características térmicas superiores a las del aire a presión atmosférica del aire comprimido para extinguir el arco eléctrico**.**

*Ventajas:*

- Se pueden utilizar para un gran rango de tensiones.
- Las probabilidades de peligro de incendio son mucho menores respecto que en el caso de interruptores cuyo medio de extinción del arco es el aceite.

*Inconvenientes:*

- Mantenimiento cuidadoso.
- Necesidad de instalación de equipo de gas comprimido lo que eleva el gasto de inversión

***Interruptor de vacío:***

En ellos el arco se produce en el interior de un *"tubo de maniobra"* en el que se ha hecho el vacío y donde se encuentran los contactos fijo y móvil. Su característica fundamental es que en ellos no se forman productos de descomposición. Además, no se producen oxidaciones al estar al vacío y herméticamente cerrado, lejos de influencias exteriores. Por estos motivos estos interruptores son los que cuentan con mayor número de ventajas, presentando en contraposición un inconveniente de tipo económico

Posee unas prestaciones de maniobra muy buenas que combinadas con una gran fiabilidad así como un diseño compacto hacen posible obtener soluciones muy económicas para el diseño de aparamenta eléctrica.

*Ventajas:*

- Volumen reducido
- Bajo mantenimiento, casi exento de por vida.
- Excelentes prestaciones de maniobra junto con prolongadas vidas útiles eléctrica y mecánica.
- Tecnología de maniobra eléctrica respetuosa con el medio ambiente
- Calidad y fiabilidad elevadas

*Inconvenientes:*

- La rigidez dieléctrica del vacío aumenta poco con la distancia de aislamiento
- Producción de rayos X para tensiones elevadas
- Dificultad de conseguir un vacío perfecto
- Rango de tensiones de aplicación limitado

### *Interruptor de hexafloruro de azufre ($SF_6$):*

A mediados de la década de los 50 se descubrió el hexafluoruro de azufre (SF6), con excelentes propiedades aislantes y de extinción del arco.

Las características de dicho gas son:

- Inerte, no tóxico, inodoro
- Electronegativo
- Extremadamente estable
- Alta rigidez dieléctrica
- Conductividad térmica elevada
- Gran capacidad térmica
- Pequeña constante de tiempo de arco
- Los productos de descomposición del arco son buenos aislantes

Se diferencian de los interruptores de pequeño volumen de aceite en que en el interior de los polos, en lugar de aceite llevan un gas a presión que es el $SF_6$

El uso de medio de extinción del arco eléctrico se impone a los demás por las siguientes propiedades:

- Gran capacidad de transporte de la energía calorífica producida por el arco. Este es fuertemente refrigerado por convección durante el periodo del arco.
- Conducción térmica radial elevada y fuerte capacidad de captura de electrones. En la proximidad del cero de intensidad, la extinción del arco está asegurada por la combinación de estos fenómenos:
    - El $SF_6$ permite el intercambio rápido de calor desde el corazón del arco hasta el exterior.
    - Los átomos de flúor, muy electronegativos, son verdaderas "trampas" de electrones. Estos electrones son los principales responsables de la conducción eléctrica en el gas. El espacio entre contactos recobra su rigidez dieléctrica inicial gracias al fenómeno de captación electrónica en el cero de corriente.
    - La descomposición de la molécula es reversible. Es siempre la misma masa de gas la que opera, siendo esto lo que le confiere al interruptor autonomía durante toda su vida útil.

Debido a que para los diferentes niveles de tensión se utiliza el autosoplado con $SF_6$, el funcionamiento de todo interruptor de hexafloruro de azufre es muy similar para todas las tensiones posibles.

*Ventajas:*

- Se pueden utilizar para cualquier rango de tensiones
- Pequeños tiempos de ruptura
- Altas prestaciones

*Inconvenientes:*

- Gas contenido en recintos estancos

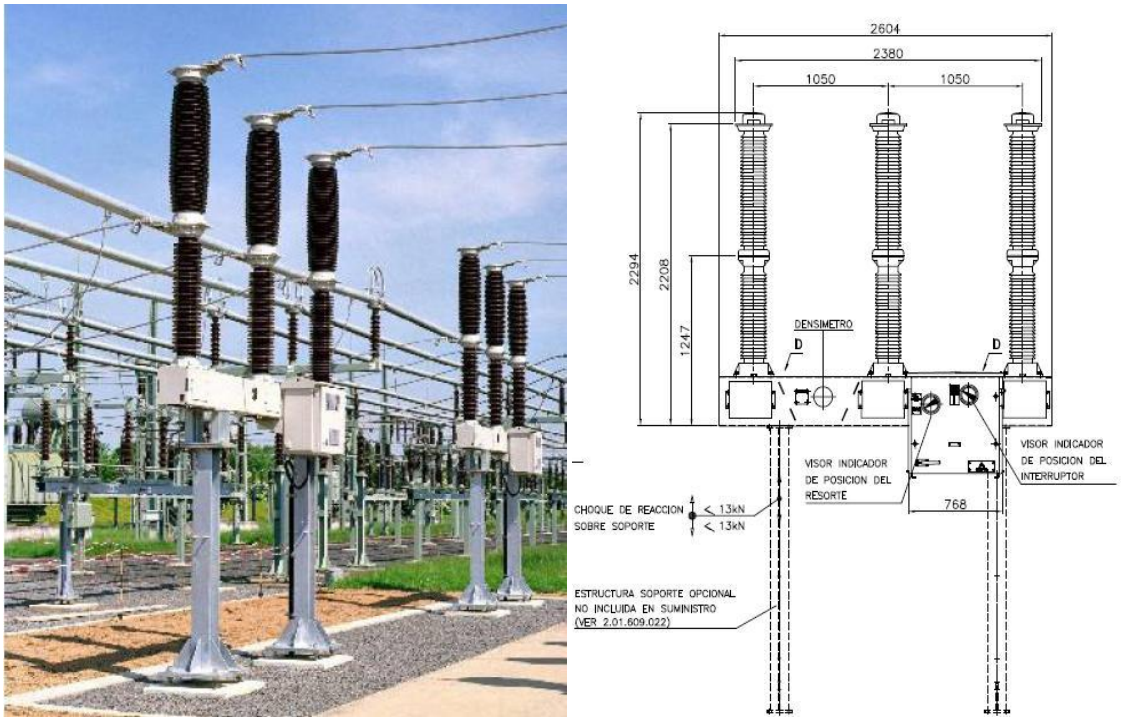



*Figura I.27. Interruptor automático SF6 [26].*

### I.6.2. Seccionador

Son dispositivos de maniobra que generalmente van asociados con los interruptores y cuya función es la de interrumpir de forma visible el paso de corriente en un circuito, realizándose las operaciones de apertura y cierre en vacío, es decir sin carga en la instalación y por ello sin que circule corriente a través de los mismos.

Con el seccionador en posición abierto, se asegura una distancia de seccionamiento suficiente para que bajo cualquier condición de sobretensión, no haya paso de la corriente de un lado a otro del mismo.

Su característica más importante es que su maniobra (conexión o desconexión) debe realizarse en vacío, es decir, sin que haya carga en la instalación que seccionan, ya que de otra forma podrían producirse graves accidentes.

Un seccionador, por lo tanto, puede abrir y cerrar un circuito cuando es despreciable la corriente a interrumpir o a establecer y es capaz de soportar las corrientes de paso en las condiciones normales del circuito y, durante un corto tiempo especificado, las que se producen en condiciones anormales, tales como las de cortocircuito.

Existen también unos seccionadores llamados de puesta a tierra cuya función es la de poner a tierra la línea siendo capaz de soportar durante cierto tiempo corrientes anormales, como pueden ser las de cortocircuitos.

Según su modo de accionamiento, los seccionadores se pueden clasificar en:

- Seccionador de cuchillas giratorias

  Son los más empleados para tensiones medias, tanto para configuraciones de interior como de exterior, pudiéndose disponer de seccionadores unipolares y tripolares.

  Su construcción consiste básicamente en disponer de una base o cuerpo metálico rígido donde se apoyarán el resto de elemento, dos aisladores soporte de porcelana, un contacto o pinza fija de contacto y un contacto móvil o cuchilla giratoria (tanto el contacto fijo como móvil van montados en cada uno de los aisladores de porcelana).

  Es importante destacar que los seccionadores unipolares pueden provocar desequilibrio entre fases en una instalación, por lo cual a pesar de ser más caros es preferible la utilización de seccionadores tripolares, los cuales poseen las cuchillas de cada fase unidas entre sí.

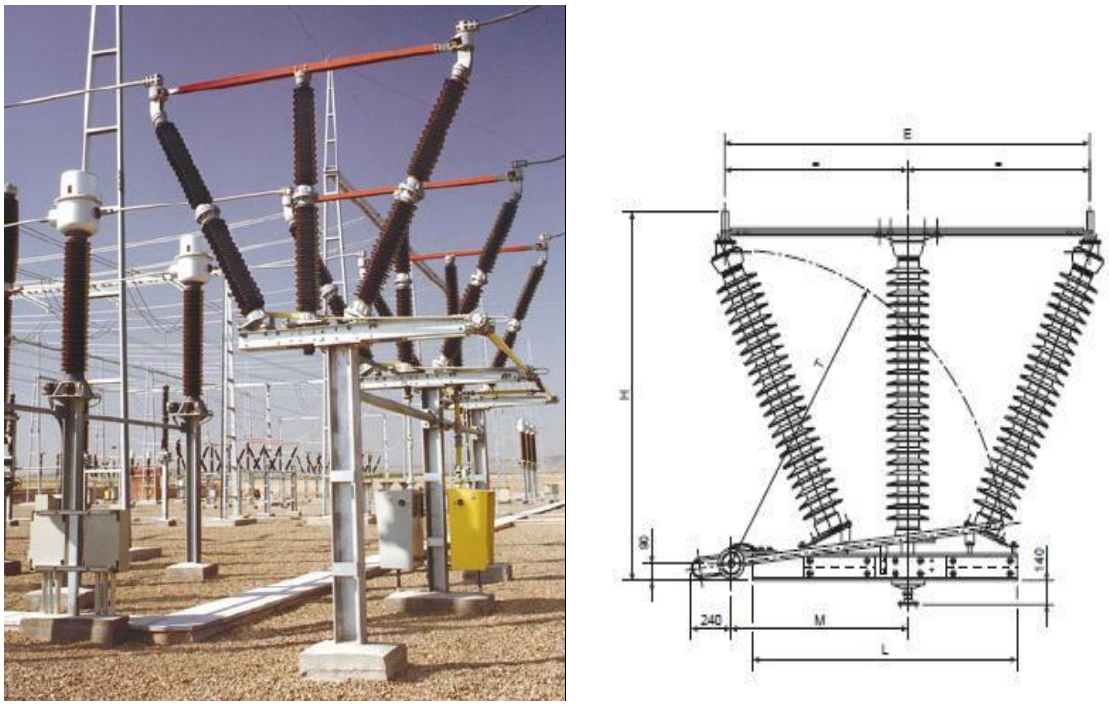



*Figura I.28. Seccionador de cuchillas giratorias [27].*

- Seccionador de cuchillas deslizantes

  Su modo constructivo es muy similar al de cuchillas giratorias, presentando por un lado la ventaja de requerir un menor espacio en sus maniobras debido a que sus cuchillas se desplazan longitudinalmente, siendo aptos para su instalación en lugares más angostos.

- Seccionador de columnas giratorias

  Se encuentra en instalaciones de intemperie y para tensiones de servicio entre 33 kV y 220 kV. En el caso de tensiones hasta 72,5 kV las cuchillas principales están constituidas por pletinas de cobre mientras que para el caso de tensiones superiores nos encontramos con tubo de cobre aplanado de sección prácticamente elíptica.

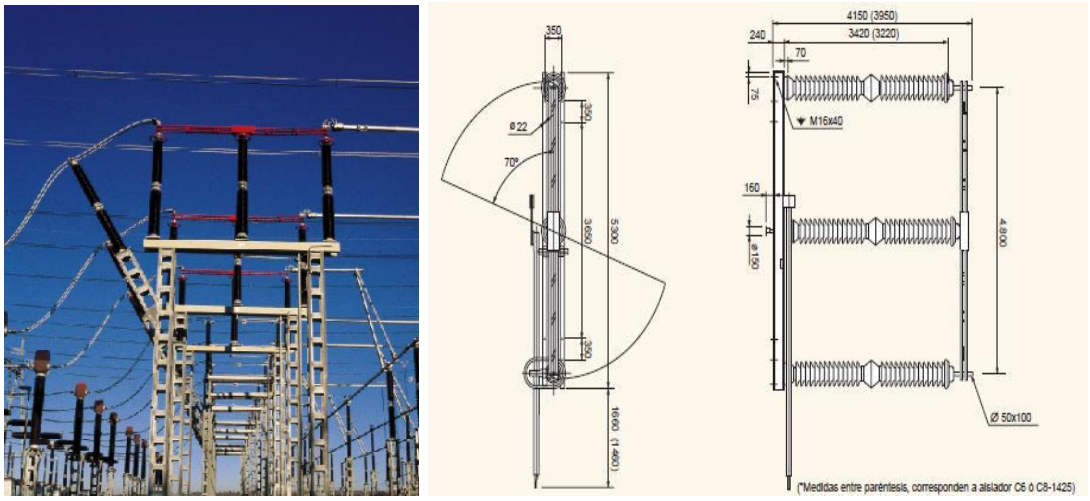



*Figura I.29. Seccionador de columnas giratorias de doble apertura lateral [27].*

- Pantógrafo

  Los seccionadores se inventaron para simplificar la concepción y realización de instalaciones de distribución de alta tensión a la intemperie, puesto que con ellos se reduce de manera significativa la superficie necesaria que ocupan los seccionares de otras configuraciones.

  En el caso de los seccionadores anteriormente explicados de dos o tres columnas, su construcción es tal que se elimina uno de los bornes de conexión, el cual es reemplazado por un contacto directo sobre la línea.

  Un único soporte aislante sustenta la parte móvil que está formada por un sistema mecánico de barras conductoras. La parte fija, llamada trapecio, está colgada de un cable o tubo exactamente sobre el pantógrafo de tal manera que al irse elevando la parte superior de éste, se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito.

  Normalmente este tipo de seccionadores se usan mayoritariamente en subestaciones en las cuales la disponibilidad de espacio es reducida, presentando por un lado la ventaja de poder ser inspeccionados sin que haya que poner fuera de servicio esa parte de la subestación. Por otro lado permite el establecimiento de la conexión directa entre conductores colocados en diferentes planos espaciales, gracias al movimiento de apertura y cierre realizado en un plano vertical.

  Como desventaja se puede destacar que el cable al cual se agarra el seccionador debe de estar siempre a la misma altura, teniendo en cuenta para ellos los cambios de temperatura.

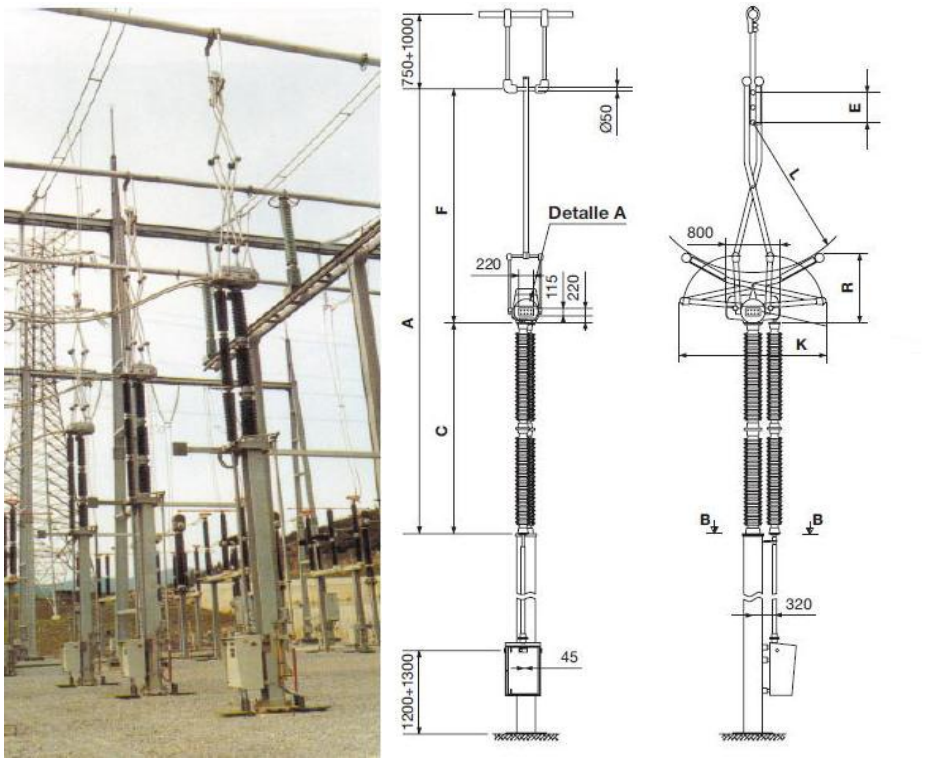



*Figura I.30. Seccionador pantógrafo [27].*

### I.6.3. Transformador de intensidad

Proporciona una intensidad secundaria proporcional a la primaria sin prácticamente desfase.

En ellos la intensidad de corriente que circula por el arrollamiento o arrollamientos secundarios es, en condiciones normales de funcionamiento prácticamente proporcional a la intensidad a transformar que circula por el arrollamiento primario, y desfasada con relación a la misma un ángulo próximo a cero, para un sentido adecuado de su conexión.

El aspecto físico de un transformador de intensidad típico instalado en una subestación intemperie se muestra en la Figura I.31.

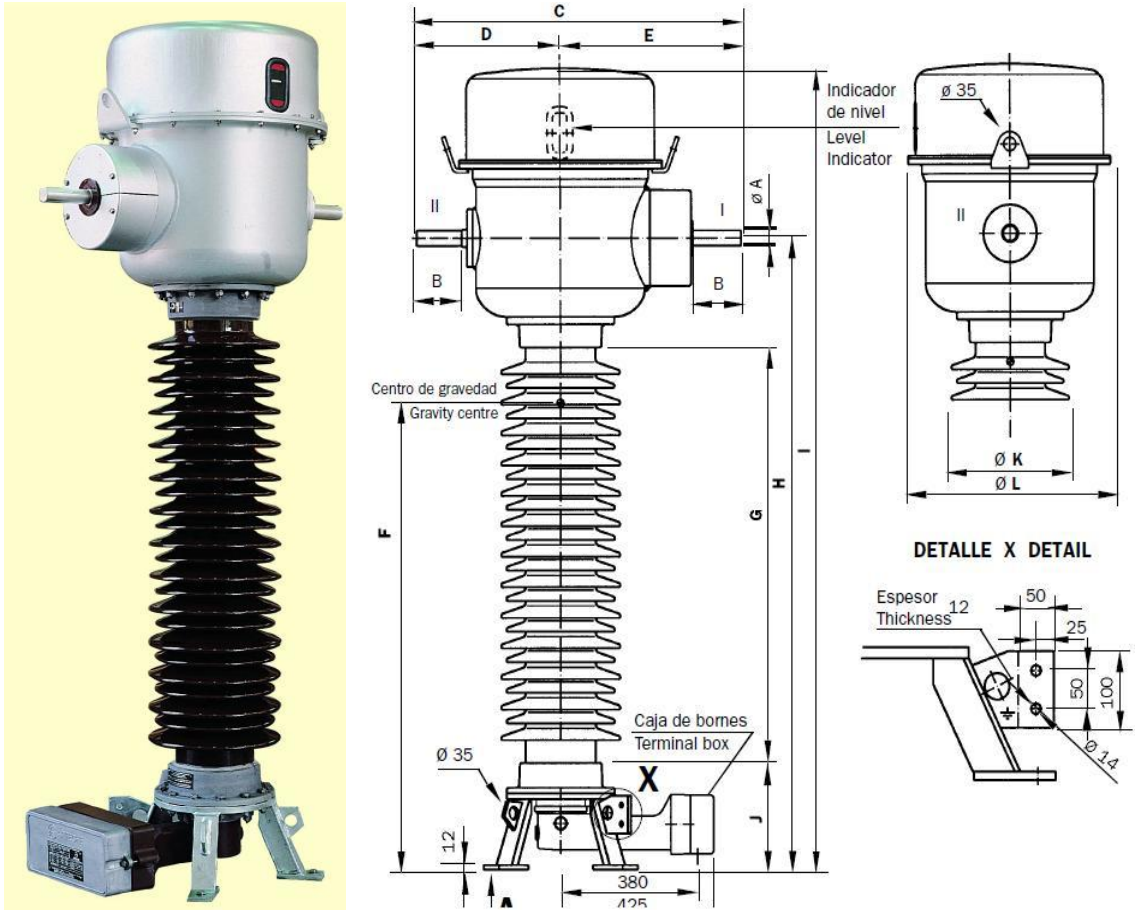



*Figura I.31. Transformador de intensidad intemperie [28].*

El arrollamiento primario de un transformador de intensidad consta de una o varias espiras conectadas en serie con el circuito cuya intensidad que desea medir.

El transformador de intensidad puede tener uno o varios arrollamientos secundarios, que se bobinan sobre circuitos magnéticos distintos (núcleo distinto) para evitar influencia mutua y que puedan realizar funciones de medida o protección según el circuito de intensidad que alimenten.

En cuanto al núcleo magnético suelen ser de forma toroidal reduciéndose así las pérdidas de tipo magnético.

Tanto los arrollamientos como el núcleo van 'encapsulados' o 'embebidos' en una masa de resina colada de tipo epoxi o similar.

Las características principales que definen a los transformadores de intensidad habitualmente instalados en las subestaciones eléctricas son:

- Material constructivo del aislamiento.
- Tensión más elevada para el material.
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial del arrollamiento primario.

- Tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo del arrollamiento primario.
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial del arrollamiento secundario.
- Intensidades nominales secundarias.
- Clase de precisión.
- Potencia de precisión.
- Intensidad admisible normal de corta duración.
- Valor de cresta de la intensidad admisible nominal de corta duración.
- Sobreintensidad admisible en régimen permanente.
- Factor de seguridad para los aparatos de medida.

*Tipos de transformadores de intensidad*

- *Transformadores de Intensidad para medida*: son los destinados a alimentar los aparatos de medida (contadores, amperímetros, vatímetros…).
- Transformadores de Intensidad para protección: Son los transformadores de intensidad que alimentan los relés de protección asegurando precisión suficiente para intensidades varias veces mayores a la nominal.

Un transformador de intensidad puede trabajar como transformador de medida y protección si posee dos núcleos independientes.

Para que un transformador de intensidad de protección funcione correctamente en los transitorios, el núcleo se dimensiona de forma que no se produzca saturación con la componente aperiódica.

Ante un cortocircuito se deberá sobredimensionar el primario para contrarrestar los efectos térmicos y se deberá realizar una correcta sujeción del primario (en función del valor máximo de cresta de $I_{cc}$) para reducir los efectos dinámicos.

La tensión de aislamiento del secundario es de 3 kV eficaces, mientras que la tensión de aislamiento entre espiras es de 4,5 kV cresta.

Los transformadores de intensidad pueden constar de varios núcleos o en cascada para tensiones elevadas (pero aparecen problemas de precisión).

Para transformadores de intensidad para protección, la clase de exactitud se designa por el máximo error compuesto porcentual permisible a la corriente primaria nominal límite de exactitud, prescrita para la clase de exactitud correspondiente, seguida de la letra P (significa protección).

Las clases de exactitud normalizadas para transformadores de intensidad de protección son 5P y 10P.

A la frecuencia nominal y con una carga nominal conectada, el error de intensidad, el desplazamiento de fase y el error compuesto no deben exceder los valores de la Tabla A1.3.

*Tabla I.4. Clase de exactitud de los transformadores de intensidad para protección*

| Clase de exactitud | Error de intensidad a intensidad primaria nominal (%) | Error compuesto a intensidad primaria con límite de exactitud nominal (%) |
|---|---|---|
| 5P | ± 1 | 5 |
| 10P | ± 3 | 10 |

### I.6.4. Transformador de tensión

En ellos la tensión existente en bornes del arrollamiento o arrollamientos secundarios es, en condiciones normales de funcionamiento, proporcional a la tensión aplicada al arrollamiento primario y para un sentido adecuado de las conexiones. En la Figura I.32 se muestra un transformador de tensión.

Por razones constructivas y de aislamiento los transformadores de tensión se fabrican normalmente con un núcleo rectangular y los secundarios (si hay más de uno) se bobinan sobre el mismo núcleo. Al contrario que en los transformadores de tensión, no existe independencia entre ellos influyendo la carga conectada a un secundario en la precisión del otro. El aspecto físico de los transformadores de tensión en una subestación se muestra en las figuras siguientes:

El primario del transformador de tensión se conecta a los bornes entre los que se desea medir la tensión, y el ó los secundarios se conectan a los circuitos de tensión de uno o varios aparatos de medida o protección conectados en paralelo.

Al igual que en los transformadores de intensidad., tanto los arrollamientos como el núcleo van “embebidos” en una masa de resina colada, siendo en su aspecto exterior similares, diferenciándolos a primera vista únicamente por el modo en que se efectúa la conexión.

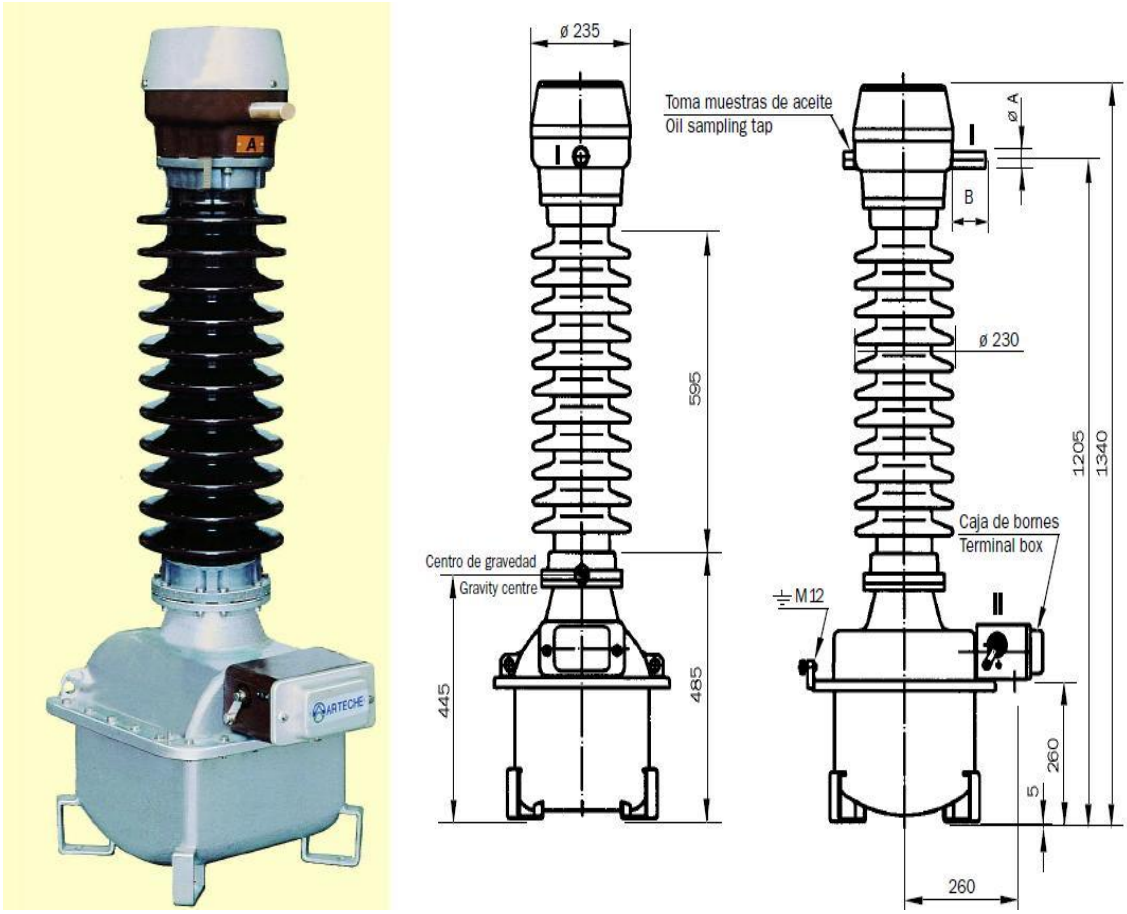



*Figura I.32. Transformador de tensión [28]*

Los transformadores de tensión pueden estar previstos para medir la tensión entre fases o entre fases y tierra. En este último caso el terminal P2 (extremo del arrollamiento primario) puede estar conectado a tierra dentro del propio transformador de tensión o salir aislado.

Las características principales que definen a los transformadores de tensión habitualmente instalados son:

- Material de aislamiento.
- Tensión más elevada para el material.
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial del arrollamiento primario.
- Tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo del arrollamiento primario.
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial del arrollamiento secundario.
- Tensión nominal primaria.
- Tensiones secundarias nominales.
- Clase de precisión.

- Potencia de precisión.
- Factor de tensión nominal y duración nominal.

*Tipos de transformadores de tensión*

- *Transformadores de Tensión para medida*: son los destinados a alimentar los aparatos de medida (contadores, voltímetros,…).
- *Transformadores de Tensión Monofásicos para protección*: alimentan los relés de protección. No es necesario dos arrollamientos para una función de protección y medida a no ser que se desee aislamiento galvánico entre los circuitos de protección y de medida.

# *Anexo II.*

## *TIPOS DE FALTA*

---

### II.1. *INTRODUCCIÓN*

Los Sistemas Eléctricos de Potencia, aún estando adecuadamente diseñados, mantenidos y explotados, están expuestos a la acción de agentes atmosféricos, fallos de material y errores humanos que producen disturbios en la red no siempre previsibles. El sistema se encontrará fuera del estado normal de funcionamiento, cuando se produce alguna de las siguientes *perturbaciones.*

- *Cortocircuitos* o faltas entre fases o fase-tierra, el incidente más importante y que debe ser eliminado con rapidez.
- *Otros fenómenos*, algunos de ellos provocados por los cortocircuitos, y que derivan en variaciones permanentes o transitorias de los parámetros que definen la red (tensión, frecuencia, carga), como son:
    - *Sobrecargas:* Los niveles de carga no deben superar la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica de las líneas.
    - *Sub/sobretensión:* La tensión en barras no debe sufrir variaciones mucho más allá del 5% del valor.
    - Sub/sobrefrecuencia: La frecuencia debe mantenerse muy cercana a su valor nominal.
    - *Asimetrías* o desequilibrios de fases debidas, por ejemplo a la rotura de un conductor.

- *Oscilaciones de potencia* transitorias debidas a desequilibrios generación-demanda (hasta que se alcanza el nuevo punto de equilibrio)

Las faltas deben ser detectadas y eliminadas rápidamente por los sistemas de protección de forma que:

- Se proteja a las personas contra los efectos de los defectos
- Se minimicen los daños producidos por la falta en los elementos afectados
- Se minimice la gravedad y extensión de la falta a las partes no afectadas y, con ello, se mejore la continuidad del suministro y se disminuya el riesgo el riesgo de inestabilidad o colapso del sistema

## II.2. *CORTOCIRCUITOS*

### II.2.1. Introducción

Un cortocircuito consiste en una conexión, accidental o intencionada, de relativamente baja resistencia o impedancia, entre dos o más puntos de un circuito que están normalmente a tensiones diferentes. La intensidad que circula por el circuito se denomina corriente de cortocircuito ($I_{cc}$) y debe calcularse en los diferentes niveles de la instalación, para poder determinar las características del material que deberá soportar o cortar la corriente de defecto.

Los cortocircuitos no son frecuentes y, cuando se producen, apenas duran unas décimas de segundo pero sus consecuencias son tan graves e imprevisibles que obligan a un constante estudio y mejora de los dispositivos de protección a ellos destinados.

Las corrientes de cortocircuito presentan valores mayores a las nominales, provocando sobrecargas térmicas y electrodinámicas elevadas aparte, las corrientes de cortocircuito que circulan por tierra pueden ser causa de tensiones e interferencias inadmisibles. Pero no sólo son importantes las corrientes máximas de cortocircuito, sino también las corrientes mínimas de cortocircuito, ya que éstas, en definitiva, son las que permiten dimensionar los dispositivos de protección de las redes.

La determinación de las protecciones y aparamenta necesarias se realiza a partir de las

- *Corriente de cortocircuito máxima:* es la corriente responsable de los máximos efectos sobre el material eléctrico, y determina la capacidad de las protecciones que se especifica a través del poder de corte y el poder de cierre:
    - *Poder de corte*: es la máxima corriente que puede cortar un interruptor (es valor eficaz).

- *Poder de cierre:* es la máxima corriente que puede soportar un interruptor al cerrar el circuito (es valor instantáneo).

- *Corriente de cortocircuito mínima:* que puedan servir de base para el de los dispositivos de protección, resultando de gran importancia en la elección de la curva de disparo de los interruptores automáticos y fusibles.

Es decir, los elementos de protección no sólo deben ser capaces de interrumpir la máxima intensidad de cortocircuito que puede originarse, además deben desconectar cuando aparezca la mínima intensidad de cortocircuito [23].

Este comportamiento de los cortocircuitos se hace especialmente peligroso en contactos con las personas pudiendo ocasionar lesiones de gravedad y causar daños en los instrumentos o máquinas de las instalaciones afectadas. Es por tanto de suma importancia conocer los valores que en un determinado del circuito puedan adoptar las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito, ya que sólo de esta forma será posible protege eficazmente a las instalaciones de tan graves consecuencias.

### II.2.2. Tipos de cortocircuitos

Los tipos de falta que experimentan los sistemas de potencia se caracterizan en dos grandes grupos: las faltas serie y las faltas paralelo. Las faltas serie están generalmente asociadas a la ruptura de conductores, pero estos no involucran contacto con tierra u otra fase.

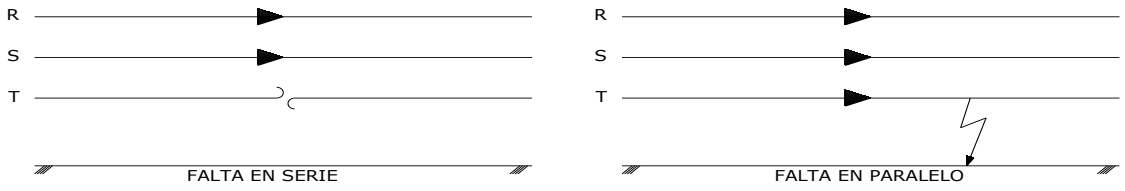



*Figura II.1. Faltas serie o faltas en paralelo*

Los cortocircuitos se pueden clasificar atendiendo a distintos criterios:

- *Según la duración del cortocircuito:* Puede ser autoextinguible, fugaz o permanente.

- *Según el origen del cortocircuito:*

  - Mecánicos: Ruptura de conductores, conexión eléctrica accidental entre dos conductores por un objeto extraño a la instalación, como animales o herramientas.

- Sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico.
- Por una degradación del aislamiento provocada por el calor, la humedad o un ambiente corrosivo.
- Su localización: Interno o externo a una máquina o a un cuadro eléctrico.

- *Según las fases afectadas*:
  - Monofásicos: 80% de los casos.
  - Bifásicos: 15% de los casos. Estos defectos degeneran, a menudo, en trifásicos.
  - Trifásicos: 5% sólo originariamente.

En lo referente a la clasificación según las fases afectadas, se produce un cortocircuito en un sistema de potencia, cuando entran en contacto, entre sí o con tierra, conductores energizados correspondientes a distintas fases. Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas. Los cortocircuitos se pueden clasificar en simétricos (equilibrados) y asimétricas (desequilibrados). En las faltas simétricas la corriente de las tres fases del sistema son iguales en el instante del cortocircuito. En las faltas asimétricas las corrientes en las tres fases del sistema no son iguales en el instante del cortocircuito. Entre ellas tenemos el cortocircuito bifásico, el bifásico a tierra y el monofásico.

A continuación se indican las características, así como su importancia y repercusiones que ejercen en las instalaciones a las que afectan:

- ***Cortocircuito trifásico:*** Los cortocircuitos trifásicos son los únicos que se comportan como sistemas equilibrados ya que todas las fases están afectadas por igual. Las tensiones en el punto de cortocircuito, tanto si el cortocircuito de cierra a través de tierra como si está asilado de ella, son nulas, presentando las intensidades de igual módulo pero con argumentos desfasados 120°. Es uno de los cortocircuitos más violentos y de obligado cálculo.

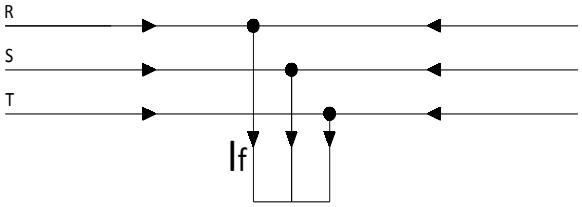



*Figura II.2. Cortocircuito trifásico*

- ***Cortocircuito monofásico a tierra:*** Este es el cortocircuito más frecuente y violento, produciéndose con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor. Su cálculo es importante, tanto por lo elevado de sus corrientes como por su conexión a tierra, lo que permite calcular las fugas a tierra, las tensiones de contacto o de paso, o valorar las interferencias que estas corrientes puedan provocar.

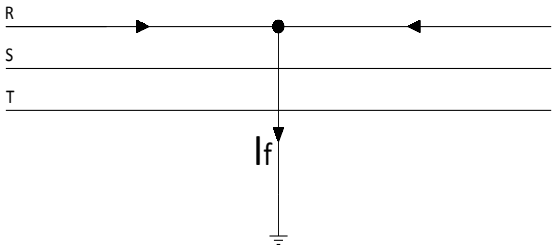



*Figura II.3. Cortocircuito monofásico a tierra*

- ***Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra:*** Generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que las del cortocircuito trifásico, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de máquinas síncronas o asíncronas de cierta potencia. Las corriente de esta falta pueden llegar a presentar valores incluso mayores que las del cortocircuito trifásico.

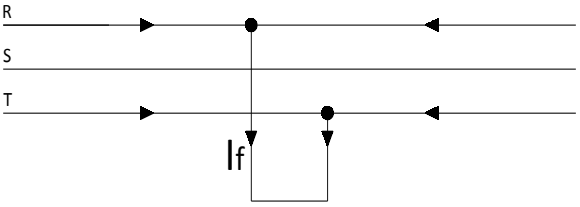



*Figura II.4. Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra*

- ***Cortocircuito bifásico con contacto a tierra:*** Dispone de las mimas condiciones que el cortocircuito bifásico sin contacto a tierra.

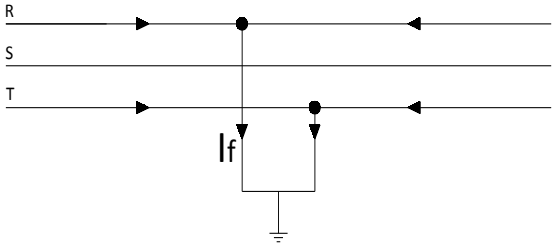



*Figura II.5. Cortocircuito bifásico con conexión a tierra*

Cuando se produce un cortocircuito habitualmente aparece una componente de continua sinusoidal que a su vez tiene amplitud decreciente hasta alcanzar el régimen permanente. Esta componente sinusoidal, en un caso general, disminuye en amplitud de acuerdo a los "periodos subtransitorios" y "periodos transitorios" antes de llegar al régimen permanente. El valor de cresta de la corriente de cortocircuito es el máximo de la corriente de cortocircuito prevista. Una curva de corriente de cortocircuito típica puede observarse en la Figura II.6.

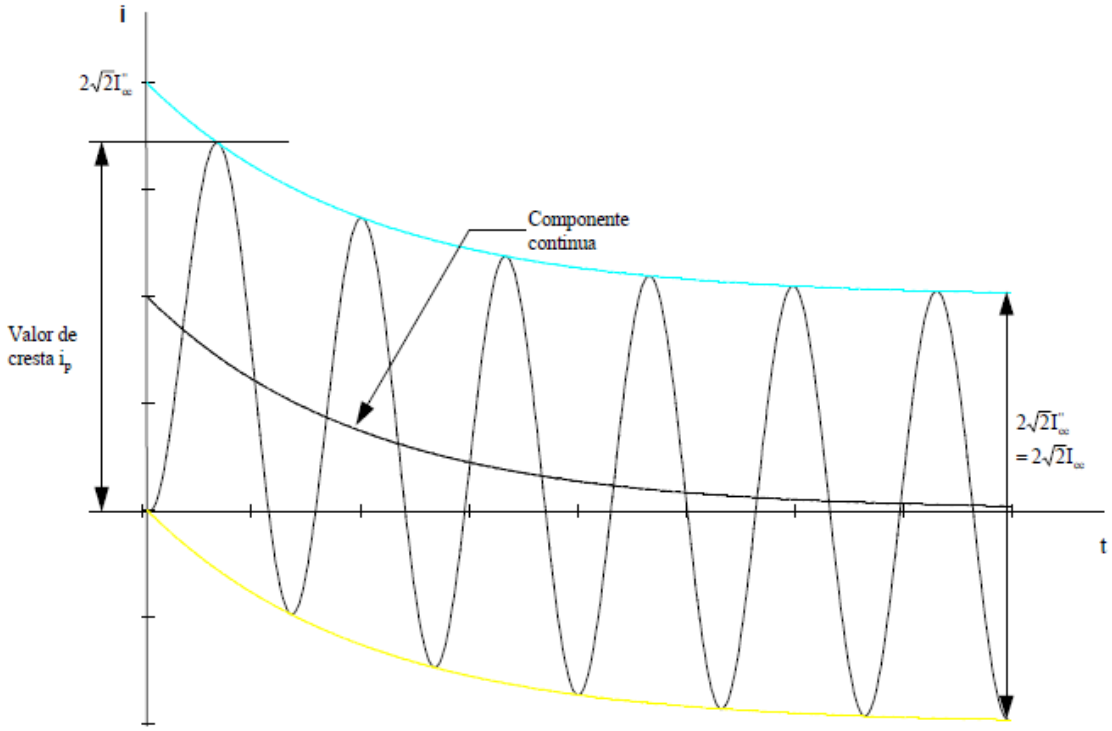



*Figura II.6. Corriente de cortocircuito cuya componente simétrica alterna ($I_{cc}$) permanece constante [23].*

En el periodo subtransitorio aparece la corriente subtransitoria de cortocircuito, ($I''_k$), que es el valor eficaz de la corriente en el instante de producirse la falta. En el periodo transitorio aparece la corriente transitoria de cortocircuito, ($I'_k$), que es el valor eficaz de la corriente cuando han transcurrido 0,1 segundos desde que se produjo el cortocircuito. Y finalmente en el periodo permanente aparece la corriente de cortocircuito en régimen permanente que es el valor eficaz de la corriente que perdura después de los fenómenos transitorios [23].

Sobre la forma de esta señal va a ser determinante la proximidad de las fuentes de corriente de cortocircuito, especialmente de los generadores. Cuando el cortocircuito está alejado de cualquier generador, la magnitud de la componente simétrica alterna de la corriente de cortocircuito resultante se mantiene prácticamente constante como se aprecia en la Figura II.6.

### II.2.3. Consecuencias de los defectos de cortocircuito

Las consecuencias de los cortocircuitos dependen de la naturaleza y duración de los defectos, el punto de la instalación afectado y la magnitud de la corriente:

- ***En el punto de defecto***: presencia de arcos, con
  - Deterioro de los aislantes.
  - Fusión de los conductores.
  - Incendio y peligro para las personas.
- ***Para el circuito defectuoso*:**
  - Esfuerzos electrodinámicos, con deformación de los juegos de barras y desalambramiento de los cables.
  - Sobrecalentamiento, por incremento de las pérdidas por efecto Joule, con riesgo de deterioro de los aislantes.
- ***Para los otros circuitos eléctricos de la red afectada o de redes próximas:***
  - Bajadas de tensión en el tiempo de la eliminación del defecto, de algunos milisegundos a varias centenas de milisegundos.
  - La puesta fuera de servicio de una parte de la red, dependiendo de su esquema y la selectividad de sus protecciones.
  - La inestabilidad dinámica y la pérdida de sincronismo de las máquinas.
  - Las perturbaciones en los circuitos de mando y protección.

Aunque los cortocircuitos tienen cada vez menos posibilidades de producirse en instalaciones modernas, bien diseñadas y que funcionan bien, las serias consecuencias que pueden tener son un estímulo para instalar todos los medios posibles a fin de detectarlos y eliminarlos.

## II.3. *CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO*

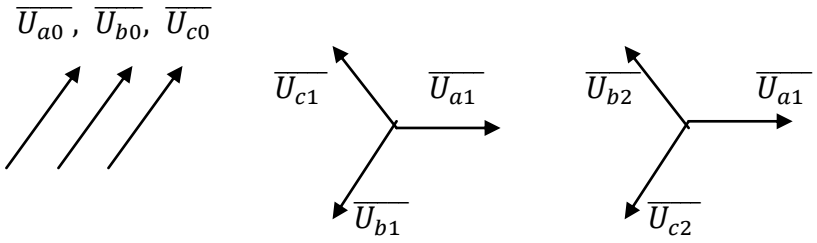
### II.3.1. Componentes simétricas

Un sistema de energía eléctrica sometido a un cortocircuito en uno de sus nudos puede ser analizado esencialmente utilizando sus redes de secuencia. Las tensiones e intensidades en cualquier nudo del sistema pueden ser calculadas a partir de sus componentes simétricas.

Un sistema trifásico de fasores de tensiones o de intensidades, bien sea equilibrado o bien sea desequilibrado se puede expresar como combinación lineal de las componentes simétricas que son:

- Componentes de secuencia cero o homopolar, consistentes en tres fasores iguales en módulo y argumento. Se representan con el subíndice 0.
- Componentes de secuencia directa o secuencia positiva, consistentes en tres fasores de igual magnitud y desfasados entre sí 120° y con secuencia directa. Se representan con el subíndice 1.
- Componentes de secuencia inversa o secuencia negativa, consistentes en tres fasores de igual magnitud y desfasados entre sí 120°, pero con secuencia inversa. Se representan con el subíndice 2.

Suponiendo un sistema de fasores de tensión $\overline{U_a}$, $\overline{U_b}$ y $\overline{U_c}$, sus componentes simétricas $\overline{U_{a1}}, \overline{U_{b1}}, \overline{U_{c1}}, \overline{U_{a2}}, \overline{U_{b2}}, \overline{U_{c2}}, \overline{U_{a0}}, \overline{U_{b0}}, \overline{U_{c0}}$ están representadas en la Figura II.7.




a) Secuencia homopolar b) Secuencia directa c) Secuencia inversa

*Figura II.7. Componentes simétricas*

Obviamente si el sistema original de fasores $\overline{U_a}$, $\overline{U_b}$, $\overline{U_c}$ es equilibrado y de secuencia directa, la única componente simétrica básica no nula será la de secuencia directa $\overline{U_1}$, mientras que para sistemas desequilibrados pueden tener valores no nulos las tres componentes simétricas básicas.

Para el cálculo de los fasores reales $\overline{U_a}$, $\overline{U_b}$, $\overline{U_c}$ a partir de sus componentes simétricas básicas $\overline{U_1}$, $\overline{U_2}$, $\overline{U_0}$, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\begin{bmatrix}\overline{U_a}\\ \overline{U_b}\\ \overline{U_c}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a^2 & a\\ 1 & a & a^2\end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix}\overline{U_0}\\ \overline{U_1}\\ \overline{U_2}\end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix}\overline{U_0}\\ \overline{U_1}\\ \overline{U_2}\end{bmatrix} \qquad \text{(Ec.1)}$$

así como la inversa para el cálculo de las componentes simétricas:

$$\begin{bmatrix}\overline{U_0}\\ \overline{U_1}\\ \overline{U_2}\end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix}\overline{U_a}\\ \overline{U_b}\\ \overline{U_c}\end{bmatrix} = [A]^{-1} \cdot \begin{bmatrix}\overline{U_a}\\ \overline{U_b}\\ \overline{U_c}\end{bmatrix} \qquad \text{(Ec.2)}$$

donde se define a = $1_{120°} = \frac{-1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$.

Y de la misma manera que hemos definido las componentes simétricas para los fasores de tensión, se puede definir las ecuaciones para hallar las intensidades así como su inversa para hallas las componentes simétricas de las intensidades [2]:

$$\begin{bmatrix}\overline{I_a}\\ \overline{I_b}\\ \overline{I_c}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a^2 & a\\ 1 & a & a^2\end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix}\overline{I_0}\\ \overline{I_1}\\ \overline{I_2}\end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix}\overline{I_0}\\ \overline{I_1}\\ \overline{I_2}\end{bmatrix} \qquad \text{(Ec.3)}$$

$$\begin{bmatrix}\overline{I_0}\\ \overline{I_1}\\ \overline{I_2}\end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix}\overline{I_a}\\ \overline{I_b}\\ \overline{I_c}\end{bmatrix} = [A]^{-1} \cdot \begin{bmatrix}\overline{I_a}\\ \overline{I_b}\\ \overline{I_c}\end{bmatrix} \qquad \text{(Ec.4)}$$

### II.3.2. Redes de secuencia

Las tensiones e intensidades en cualquier nudo del sistema eléctrico de potencia, cuando se produce un cortocircuito en un nudo, pueden ser calculadas a partir de sus componentes simétricas. Consiste en desacoplar una red trifásica en tres redes de secuencia más simples que permite cálculos menos complejos que se pueden superponer para obtener los resultados de la red trifásica Éstas se obtienen, de forma general, utilizando las redes de secuencias interconectadas adecuadamente según el tipo de cortocircuito.

Las redes de secuencia son las redes de las tres secuencias representadas individualmente a través de tres circuitos monofásicos que se denominan circuito de secuencia directa, circuito de secuencia inversa y circuito de secuencia homopolar. Una red de secuencia se construye uniendo todos los circuitos de secuencias.

Un sistema de energía eléctrica sometido a un cortocircuito en uno de sus nudos puede ser analizado esencialmente utilizando sus redes de secuencia. A continuación vamos desarrollar el cálculo mediante las componentes simétricas de los cortocircuitos monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y trifásicos.

### II.3.3. Cortocircuito monofásico entre una fase y tierra

Sea un sistema eléctrico de potencia antes de un cortocircuito, las tensiones antes de un cortocircuito forman un sistema equilibrado de tensiones de secuencia directa y donde la tensión de fase antes del cortocircuito es $\overline{U_f}$.

Un cortocircuito monofásico (Figura II.8) consiste en el contacto a tierra con una de las fases, bien sea de manera directa o con una impedancia de puesta a tierra.

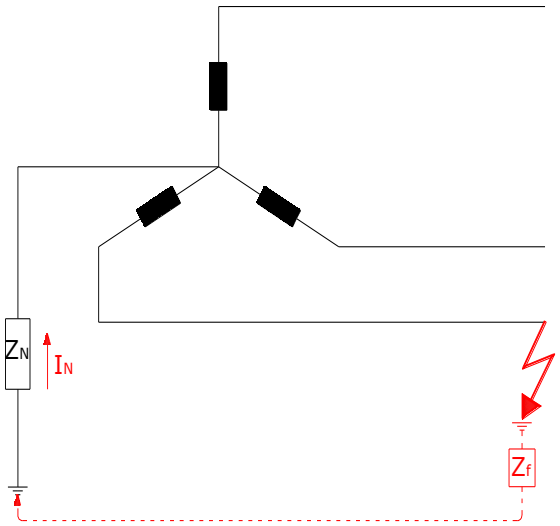



*Figura II.8. Cortocircuito monofásico a tierra.*

El valor de esta corriente depende de la impedancia $Z_f$ (impedancia de falta), o $Z_n$ entre el neutro y la tierra. Esta impedancia puede ser virtualmente nula si el neutro está permanentemente conectado a tierra (en serie con la resistencia de puesta a tierra) o, por el contrario, casi infinita si el neutro está aislado (en paralelo con la capacidad de fase a tierra del sistema eléctrico).

En la figura II.9 se representa el esquema simplificado para este tipo de cortocircuitos supuesta la falta producida en la fase R.

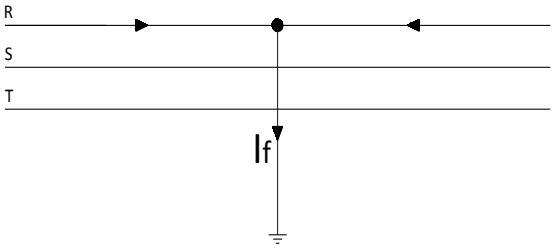



*Figura II.9. Esquema de cortocircuito monofásico a tierra*

Se puede observar como partimos de las condiciones iniciales de:

- $I_R = I_F$, Supuesta una falta monofásica en la fase R
- $I_S = 0$ A. (No hay corriente de fuga por la fase S).
- $I_T = 0$ A. (No hay corriente de fuga por la fase T).
- $U_R = Z_f \cdot I_f = Z_f \cdot I_R$ (tensión de la fase en falta)

Como se trata de un cortocircuito desequilibrado se calcula utilizando esencialmente sus redes de secuencia. Las componentes simétricas $\overline{I_1}$, $\overline{I_2}$, $\overline{I_0}$ de las intensidades de cortocircuito se pueden obtener interconectando las redes de secuencia del sistema según el circuito de la Figura II.10.

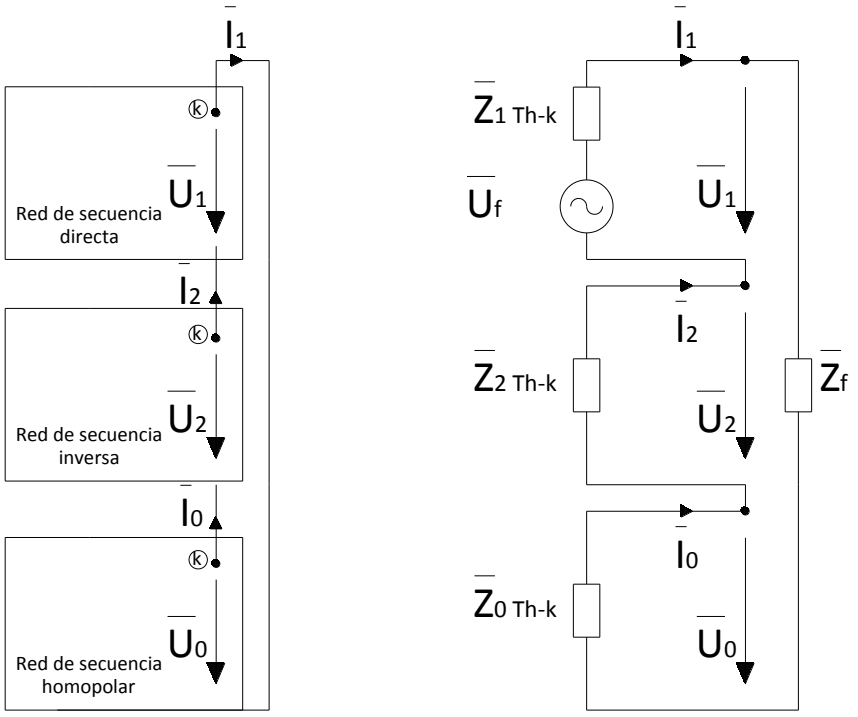



*Figura II.10. Conexión de redes de secuencia y de los equivalentes Thévenin para un cortocircuito fase – tierra*

En general si en el nudo k de un sistema de potencia ocurre un cortocircuito se denominarán $\overline{I_{ak}}$, $\overline{I_{bk}}$, $\overline{I_{ck}}$ a las intensidades asociadas al cortocircuito en dicho nudo k, cuyas componentes simétricas son $\overline{I_{a1}}$, $\overline{I_{a2}}$, $\overline{I_{a0}}$, o sencillamente $\bar{I}_1$, $\bar{I}_2$, $\bar{I}_0$. En estas condiciones las tensiones de fase en el nudo k son $\overline{U_a}$, $\overline{U_b}$, $\overline{U_c}$, cuyas componentes simétricas son $\overline{U_{a1}}$, $\overline{U_{a2}}$, $\overline{U_{a0}}$, o sencillamente $\overline{U_1}$, $\overline{U_2}$, $\overline{U_0}$.

Si se utilizan las impedancias $\bar{Z}_{1Th-k}, \bar{Z}_{2Th-k}, \bar{Z}_{0Th-k}$ de los equivalentes Thévenin (secuencia directa, secuencia inversa y homopolar), resulta:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_0 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_{0Th-k} + 3 \cdot \bar{Z}_f}$$

Las intensidades de fases en el punto de cortocircuito k se obtienen según la Ec. 3:

$$\begin{bmatrix} \overline{I_{ak}} \\ \overline{I_{bk}} \\ \overline{I_{ck}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix}$$

Es decir,

$$\overline{I_{ak}} = \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_0 = 3\bar{I}_0$$

$$\overline{I_{bk}} = \overline{I_{ck}} = 0$$

En cuanto a las componentes simétricas de las tensiones en el punto donde se produce el cortocircuito, según la conexión del circuito equivalente, son:

$$\overline{U_1} = \overline{U_f} - (\overline{Z_{1Th}} \cdot \overline{I_1})$$

$$\overline{U_2} = -(\overline{Z_{1Th}} \cdot \overline{I_1})$$

$$\overline{U_0} = -(\overline{Z_{1Th}} \cdot \overline{I_1})$$

Así, las tensiones en el punto donde se produce el cortocircuito se hallan a partir de las componentes simétricas anteriores mediante la ecuación 1.

$$\begin{bmatrix} \overline{U_a} \\ \overline{U_b} \\ \overline{U_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix}$$

Donde se deduce que $\overline{U_{ak}} = (\overline{Z_f} \cdot \overline{I_{ak}}) = (\overline{Z_f} \cdot 3 \cdot \overline{I_0})$

En la práctica, una vez calculado el valor de la componente homopolar de la intensidad, para determinar el valor de la intensidad de cortocircuito en la fase donde se produce la falta, en vez de crear el vector de intensidades simétricas y multiplicar por la matriz de relación A, bastará con multiplicar el valor que se obtenga de $I_0$ por 3 ya que como se veía al inicio del desarrollo de este tipo de falta $I_f = 3 \cdot I_0$.

### II.3.4. Cortocircuito bifásico entre dos fases y tierra

Un cortocircuito bifásico con conexión a tierra (Figura II.11) se produce cuando de manera accidental se ponen a tierra conjuntamente dos fases cualesquiera, ya sea de manera directa o a través de una impedancia de falta.

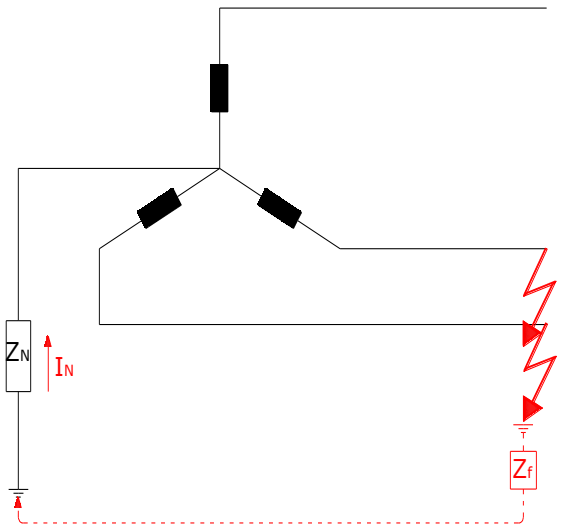



*Figura II.11. Cortocircuito monofásico a tierra.*

En la Figura II.12 se representa el esquema simplificado para este tipo de cortocircuitos supuesta la falta producida en las fases R y T.

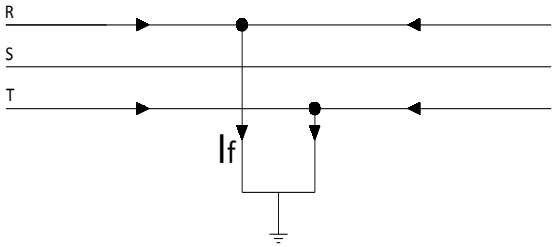



*Figura II.12. Esquema de cortocircuito bifásico con conexión a tierra*

Se puede observar como partimos de las condiciones iniciales de:

- $I_S = 0$ A.
- $I_R + I_T = I_f$
- $U_R = U_T = Z_f \cdot I_f$ (tensión de la fase en falta)

Como se trata de un cortocircuito desequilibrado se calcula utilizando esencialmente sus redes de secuencia. Las componentes simétricas $\overline{I_1}$, $\overline{I_2}$, $\overline{I_0}$ de las intensidades de cortocircuito se pueden obtener interconectando las redes de secuencia del sistema según el circuito de la Figura II.13.

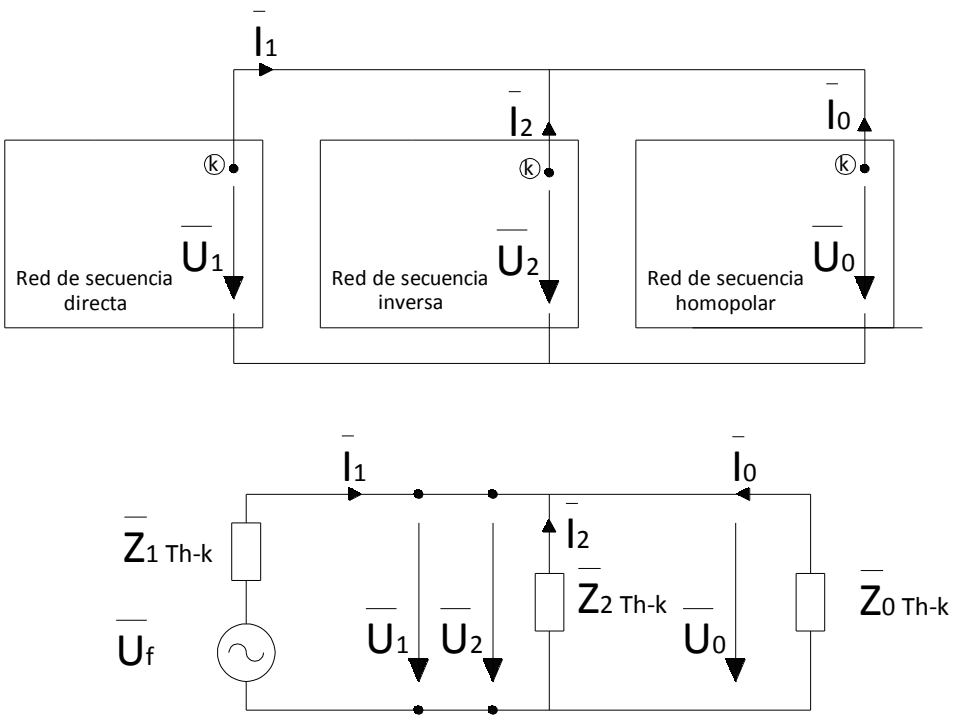



*Figura II.13. Conexión de redes de secuencia y de los equivalentes Thévenin para un cortocircuito fase-fase-tierra*

Aplicando las leyes de Kirchoff al circuito de la Figura II.13 se obtiene el conjunto de formulas que gobiernan el cortocircuito bifásico a tierra:

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\frac{\bar{Z}_{2Th-k} \cdot \bar{Z}_{0Th-k}}{\bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_{0Th-k}} + \bar{Z}_{1Th-k}}$$

$$\overline{U_1} = \overline{U_2} = \overline{U_0} = \overline{U_f} - (\overline{Z_{1Th}} \cdot \bar{I}_1)$$

$$\overline{I_2} = \frac{\overline{U_2}}{\overline{Z_{2Th-k}}}$$

$$\overline{I_0} = \frac{\overline{U_0}}{\overline{Z_{0Th-k}}}$$

Conocidos los valores de las componentes simétricas de la intensidad, para obtener los valores de las componentes reales del vector basta con multiplicar el vector de componentes simétricas por la matriz de relación.

$$\begin{bmatrix} \overline{I_{ak}} \\ \overline{I_{bk}} \\ \overline{I_{ck}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_0} \\ \overline{I_1} \\ \overline{I_2} \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_0} \\ \overline{I_1} \\ \overline{I_2} \end{bmatrix}$$

Lo mismo ocurre con las tensiones en el punto donde se produce el cortocircuito, basta multiplicar el vector de componentes por la matriz de relación.

$$\begin{bmatrix} \overline{U_a} \\ \overline{U_b} \\ \overline{U_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix}$$

En la práctica lo que se hace es multiplicar la componente homopolar de la intensidad por 3 ya que como vamos a ver a continuación en un cortocircuito bifásico con conexión a tierra se cumple que $I_F = 3 \cdot I_0$.

$$\begin{bmatrix} \overline{I_0} \\ \overline{I_1} \\ \overline{I_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_{ak}} \\ \overline{I_{bk}} \\ \overline{I_{ck}} \end{bmatrix} = [A]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_{ak}} \\ \overline{I_{bk}} \\ \overline{I_{ck}} \end{bmatrix}$$

$$\overline{I_0} = \frac{1}{3} \cdot (\overline{I_{ak}} + \overline{I_{bk}} + \overline{I_{ck}}) = \frac{\overline{I_f}}{3} \Longrightarrow \overline{I_f} = 3 \cdot \overline{I_0}$$

Lo mismo ocurre con las tensiones, una vez conocida la corriente homopolar es directo el cálculo:

$$\overline{U_R} = \bar{Z}_f \cdot \bar{I}_f = 3 \cdot \bar{Z}_f \cdot \overline{I_0}$$

$$\overline{U_T} = \bar{Z}_f \cdot \bar{I}_f = 3 \cdot \bar{Z}_f \cdot \overline{I_0}$$

### II.3.5. Cortocircuito bifásico entre dos fases

Un cortocircuito bifásico sin conexión a tierra se produce (Figura II.14) cuando se ponen en contacto, de manera accidental, dos fases que en condiciones normales de funcionamiento se encuentran a diferente tensión**.**

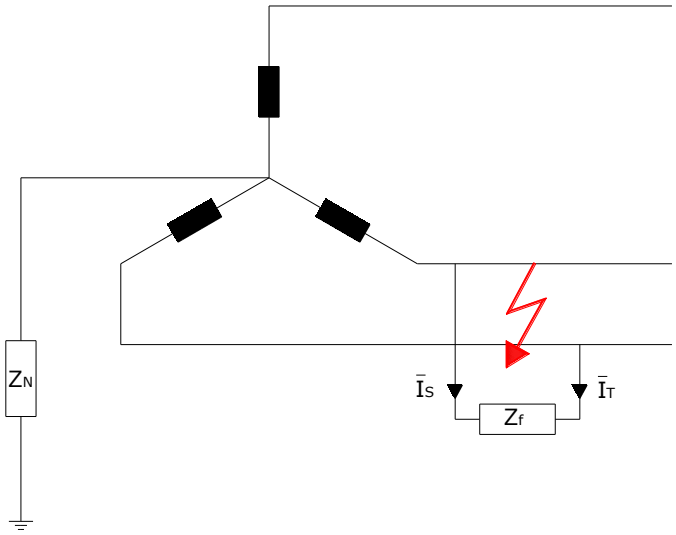



*Figura II.14 Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra.*

En la Figura II.15 se representa el esquema simplificado para este tipo de cortocircuitos supuesta la falta producida en las fases R y T.

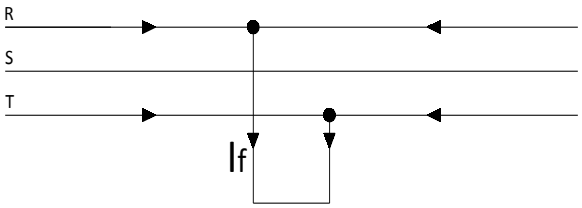



*Figura II.15. Esquema cortocircuito bifásico sin conexión a tierra*

Se puede observar como partimos de las condiciones iniciales de:

- $I_S = 0$ A.
- $I_R + I_T = 0$ A.
- $U_R - U_T = Z_f \cdot I_f$ (tensión de la fase en falta)

Como se trata de un cortocircuito desequilibrado se calcula utilizando esencialmente sus redes de secuencia. Las componentes simétricas $\overline{I_1}$, $\overline{I_2}$, $\overline{I_0}$ de las intensidades de cortocircuito se pueden obtener interconectando las redes de secuencia del sistema según el circuito de la Figura II.16.

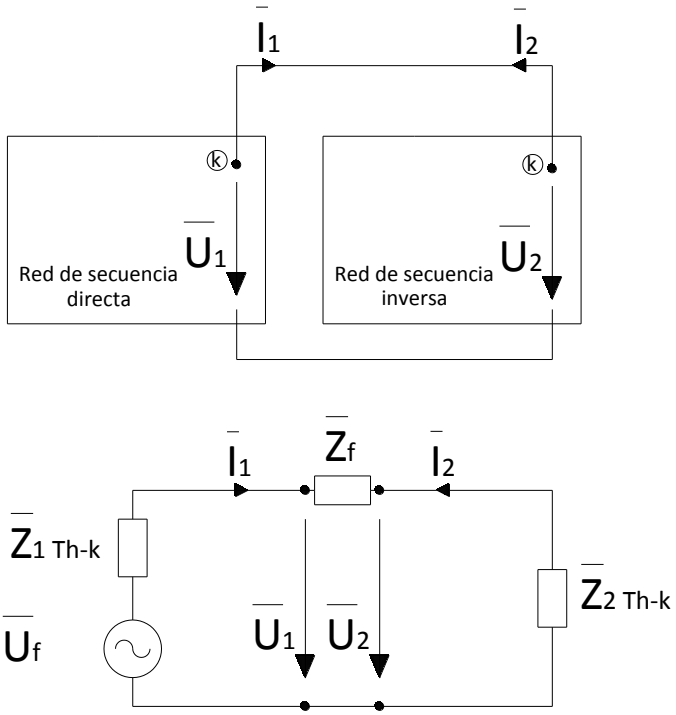



*Figura II.16. Conexión de redes de secuencia y de los equivalentes Thévenin para un cortocircuito fase-fase*

Aplicando las expresiones de las componentes simétricas se obtiene:

$$\begin{bmatrix}\bar{I}_0\\ \bar{I}_1\\ \bar{I}_2\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix}\overline{I_{ak}}\\ \overline{I_{bk}}\\ \overline{I_{ck}}\end{bmatrix} = [A]^{-1} \cdot \begin{bmatrix}\overline{I_{ak}}\\ \overline{I_{bk}}\\ \overline{I_{ck}}\end{bmatrix}$$

$$\bar{I}_0 = \frac{1}{3} \cdot (\overline{I_{ak}} + \overline{I_{bk}} + \overline{I_{ck}}) \Longrightarrow \bar{I}_0 = 0\ A.$$

Se comprueba que para este tipo de cortocircuito la componente homopolar de las intensidades es nula.

Aplicando las leyes de Kirchoff al circuito de la figura II.16 se obtiene el conjunto de formulas que gobiernan el cortocircuito bifásico:

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_f}$$

Una vez determinada $I_1$, se puede obtener el valor de $I_2$ ya que $\bar{I}_1 = -\bar{I}_2$.

$$\bar{I}_2 = -\frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_f}$$

Una vez determinado el vector de componentes simétricas de la intensidad $\bar{I}_1$, $\bar{I}_2$, $\bar{I}_0$, multiplicando por la matriz de relación [A] obtenemos el vector de componentes reales de la intensidad $\overline{I_{ak}}$, $\overline{I_{bk}}$, $\overline{I_{ck}}$ con lo que la corriente de cortocircuito queda ya

determinada ya que $\bar{I}_f = \bar{I}_S = -\bar{I}_T$ (supuestas S y T las fases donde se produce la falta).

$$\begin{bmatrix} \overline{I_{ak}} \\ \overline{I_{bk}} \\ \overline{I_{ck}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_0} \\ \overline{I_1} \\ \overline{I_2} \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_0} \\ \overline{I_1} \\ \overline{I_2} \end{bmatrix}$$

En lo referente a las tensiones según la Figura II.16, podemos obtener que las componentes simétricas de la tensión son:

$$\overline{U_1} = \overline{U_f} - (\overline{Z_{1Th}} \cdot \overline{I_1})$$

$$\overline{U_2} = (\overline{Z_{2Th}} \cdot \overline{I_2})$$

$$\overline{U_0} = 0$$

Y mediante la expresión siguiente se halla las tensiones en el punto donde se ha producido el cortocircuito de fase – fase:

$$\begin{bmatrix} \overline{U_a} \\ \overline{U_b} \\ \overline{U_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix}$$

### II.3.6. Cortocircuito trifásico

Un cortocircuito trifásico se produce (Figura II.17) cuando de manera accidental se ponen en contacto las tres fases ya sea de manera directa o a través de una impedancia de falta

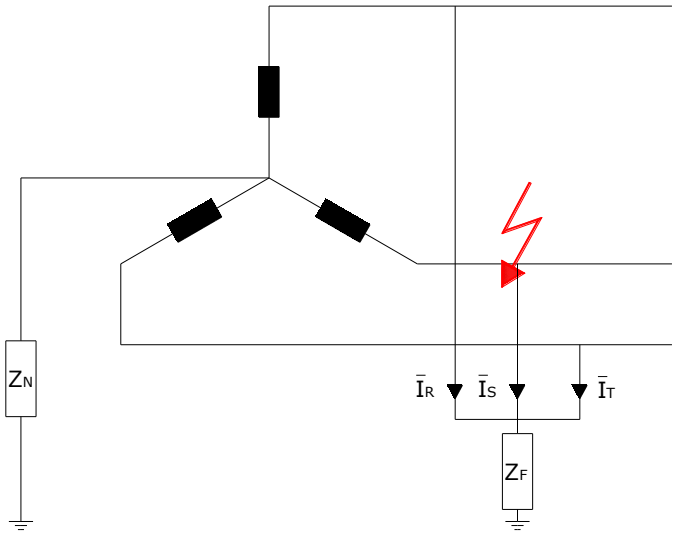



*Figura II.17 Cortocircuito trifásico equilibrado a tierra.*

En la Figura II.18 se representa el esquema simplificado para este tipo de cortocircuitos.

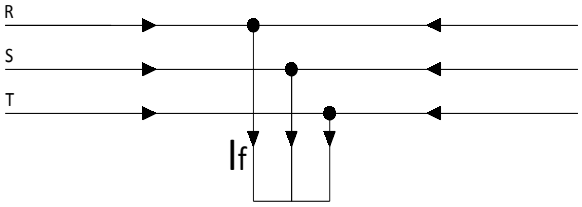



*Figura II.18.Esquema de cortocircuito trifásico*

En un cortocircuito trifásico se cumple:

- $I_f = I_R + I_S + I_T = 0$ A. (porque se trata de un cortocircuito simétrico)
- $U_S = U_R = U_T = Z_f \cdot I_f$

Un cortocircuito trifásico equilibrado en un sistema de energía eléctrica puede ser habitualmente analizado esencialmente con la conexión de las redes de secuencia.

Como es conocido, las componentes simétricas de la intensidad son:

$$\begin{bmatrix} \overline{I_0} \\ \overline{I_1} \\ \overline{I_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_{ak}} \\ \overline{I_{bk}} \\ \overline{I_{ck}} \end{bmatrix} = [A]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_{ak}} \\ \overline{I_{bk}} \\ \overline{I_{ck}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_{ak}} \\ \overline{I_{bk}} \\ \overline{I_{ck}} \end{bmatrix}$$

Como es conocido, las componentes simétricas de la intensidad son:

$$\begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{UI_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_{ak}} \\ \overline{U_{bk}} \\ \overline{U_{ck}} \end{bmatrix} = [A]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_{ak}} \\ \overline{U_{bk}} \\ \overline{U_{ck}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_{ak}} \\ \overline{U_{bk}} \\ \overline{U_{ck}} \end{bmatrix}$$

El cálculo de la intensidad de cortocircuito $\overline{I_f}$ en dicho nudo k se puedo obtener analizando únicamente la red de secuencia directa de la Figura II.19 durante el cortocircuito y usando el equivalente Thévenin (secuencia directa).

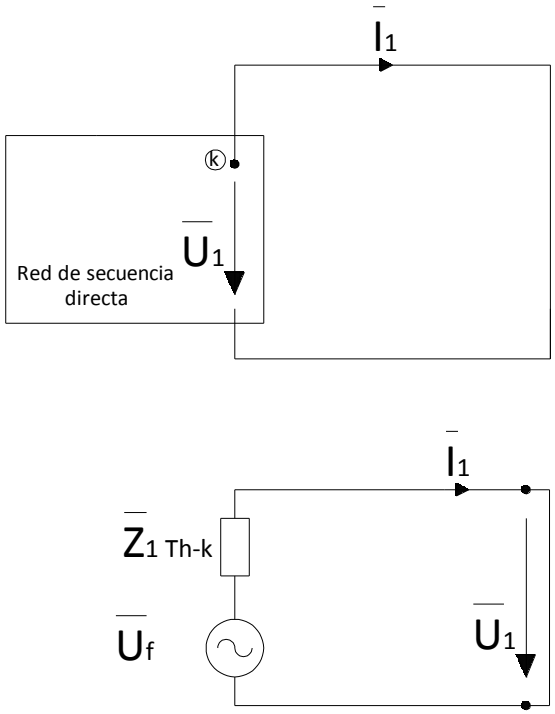



*Figura II.19 Conexión de redes de secuencia y de los equivalentes Thévenin para un cortocircuito trifásico*

Según la figura II.19, resulta que la intensidad de cortocircuito es:

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k}}$$

Conocida la intensidad de secuencia directa, queda determinada la intensidad de cortocircuito ya que $\bar{I}_f = \bar{I}_1$.

La corriente de cortocircuito trifásico es en general la corriente más potente que puede fluir en el sistema eléctrico.

En ocasiones, las intensidades antes del cortocircuito en el sistema de energía eléctrica son relativamente pequeñas frente a las intensidades de cortocircuito. En estos casos las componentes simétricas de secuencia directa de intensidades antes del cortocircuito son despreciables frente a las correspondientes en situación de cortocircuito, por lo que suelen omitirse en el cálculo.

# *Anexo III.*

## *SISTEMAS DE PROTECCIÓN*

---

### III.1. *NECESIDAD DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN*

La continuidad y la calidad de servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

La continuidad hace referencia al hecho de que el SEP debe garantizar que la energía producida en los centros de generación sea suministrada de forma ininterrumpida a los centros de consumo. Esta característica adquiere especial importancia si se tiene en cuenta que la energía eléctrica, a diferencia de otros tipos de energía, no puede ser almacenada en forma significativa, por lo que una interrupción del suministro tiene repercusiones directas e inmediatas sobre los procesos que se desarrollan a partir del consumo de energía eléctrica.

El requisito de calidad se refiere a que la energía debe ser suministrada en unas determinadas condiciones, con el fin de garantizar que los diferentes equipos conectados a la red van a operar en las condiciones para las que han sido proyectados. Los márgenes de variación admitidos en cada magnitud (valores de onda, frecuencia, equilibrio, contenido en armónicos, etc.) son función de la sensibilidad de la instalación alimentada pero, a nivel general, se puede asegurar que el nivel de exigencia se está incrementando en los últimos años para todo tipo de instalaciones.

Cuando se produce una falta las magnitudes asociadas al SEP alcanzan valores situados fuera de sus rangos normales de funcionamiento y determinadas áreas del sistema pueden pasar a operar en condiciones desequilibrados, con el riesgo que ello conlleva para los diferentes elementos que lo integran. En caso de no tomar no tomar ningún tipo de medida en contra, la falta se propagaría  a través d la red y sus efectos se irían extendiendo. Como consecuencia de todo ello, importantes zonas de la red podrían

llegar a quedar fuera de servicio y la calidad de suministro se resentiría, incluso en zonas alejadas del punto en que se ha producido la falta.

Tanto por razones técnicas como económicas, es imposible evitar que se produzcan faltas. El diseño de un sistema eléctrico debe contemplar el hecho de que van a producirse faltas de manera aleatoria e inesperada, por lo que es necesario dotarlo de los medios adecuados para su tratamiento. Por esta razón, los SEP incorporan un **sistema de protección** que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de faltas que pueden producirse.

La actuación del sistema de protección va encaminada, por tanto, a mantener tanto la calidad como la continuidad del suministro, intentando que ambas características se resientan mínimamente durante el tiempo mínimo. Para ello es necesario que la red sea planificada de manera que permita ofrecer alternativas de operación que posibiliten la adecuada alimentación de todos los puntos de consumo aunque se produzcan faltas que afecten a elementos de la generación, transporte o distribución.

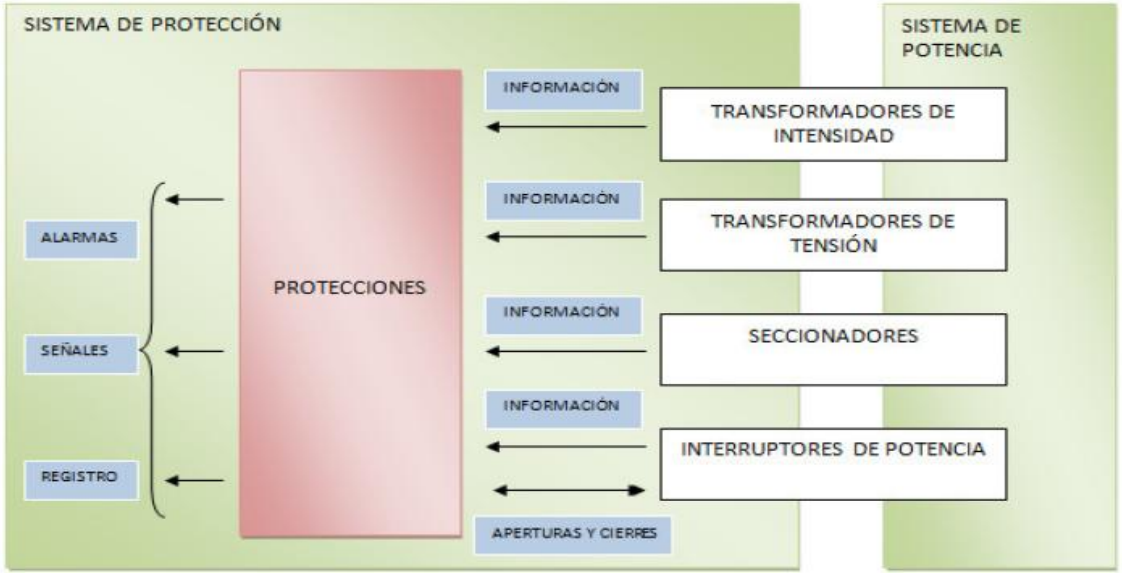



*Figura III.1. Diagrama de un sistema de protección [20].*

Aunque la falta puede aparecer en cualquiera de los elementos que lo componen los estudios realizados al efecto ponen de manifiesto que alrededor de 90% de la faltas se producen en las líneas aéreas, siendo las de tipo fase-tierra la más comunes. Este dato es fácilmente justificable por el hecho de que las líneas aéreas abarcan grandes extensiones de terreno se encuentran a la intemperie y están sometidos a acciones exteriores que se capan cualquier tipo de control mientras que otro tipo de elementos como generadores, transformadores, etc., operan bajo condiciones más fácilmente controlable.

Independientemente del punto en que se produzca la falta, la primera reacción del sistema de protección es la desconectar el circuito en falta, para impedir que la falta se

propague y disminuir el tiempo de permanencia bajo solicitaciones extremas de los equipos más directamente afectados.

Una vez que la falta y sus efectos han sido neutralizados, se debe proceder a realizar las acciones necesarias para restituir lo más rápidamente posible el sistema a sus condiciones iniciales de funcionamiento

## III.2. *CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN*

Tanto un sistema de protección en su conjunto como cada una de las protecciones que lo componen, deben satisfacer las siguientes características funcionales.

**Sensibilidad**

La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falta de aquellas que no lo son. Para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario:

- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de falta de las situaciones normales de operación.
- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan las situaciones de falta de las situaciones normales de operación.

**Selectividad**

La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para, una vez detectada la existencia de la falta discernir si la misma se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y, en consecuencia, dar orden de disparar los interruptores que controla, cuando así sea necesario para despejar la falta.

Existen diversas formas de dotar de selectividad a las protecciones. En algunos casos, la propia configuración de la protección hace que solamente sea sensible ante faltas ocurridas en su área de protección y, por tanto, la selectividad resulta ser una cualidad inherente al propio funcionamiento de la protección. En los casos en que las protecciones en sí son sensibles a faltas ocurridas fuera de su área de vigilancia, la selectividad puede lograrse mediante ajustes de condiciones y tiempo de actuación en coordinaciones con el resto de protecciones relacionadas.

**Rapidez**

Tras haber sido detectada, una falta sebe ser despejada lo más rápidamente posible. Cuanto menos tiempo se tarde en aislar la falta, menos se extenderán sus efectos y menores daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos. Todo ello redunda en una disminución de los costes y tiempos de restablecimiento de las condiciones normales

de operación, así como de reparación o reposición de equipos dañados y, por tanto, en un menor tiempo de indisponibilidad de las instalaciones afectadas por la falta.

La rapidez con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los interruptores automáticos asociados a la misma.

Sin embargo, un despeje óptimo de la falta no exige que todas las protecciones que la detectan actúen de forma inmediata. En función de esta característica las protecciones se clasifican en:

- *Protecciones instantáneas:*

  Son aquellas que actúan tan rápido como es posible debido a que la falta se ha producido dentro del área que vigilan directamente. En la actualidad, a nivel orientativo, el tiempo usual de despeje de una falta en AT mediante una protección instantánea puede situarse en el entorno de dos o tres ciclos. Si el tiempo de despeje es menor la protección se denomina de alta velocidad.

- *Protecciones de tiempo diferido:*

  Son aquellas en las que de manera intencionada se introduce un tiempo de espera que retrasa su operación, es decir, que retrasa el inicio de la maniobra de apertura de interruptores una vez que ha sido tomada la decisión de operar. Este retraso facilita, por ejemplo, la coordinación entre protecciones con el objetivo de que actúen solamente aquellas que permiten aislar la falta desconectando la mínima parte posible del SEP.

**Fiabilidad**

Una protección fiable es aquella que responde siempre correctamente, Esto significa que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca.

Cuando la protección debe actuar es necesario que todas las etapas que componen el proceso de despeje de la falta sean cumplidas con efectividad. El fallo en cualquiera de ellas implicaría que la orden de actuación dada por la protección no podría ser cumplida con la debida obediencia por el interruptor.

**Economía y simplicidad**

La instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una línea es importante, pero mucho más lo es impedir que los efectos de la falta alcancen a las instalaciones alimentadas por la línea o que éstas queden fuera de servicio. El sistema de protección es una pieza clave del SEP ya que permite:

- Impedir que la falta se extienda a través del sistema y alcance a otros equipos e instalaciones provocando un deterioro de la calidad y continuidad del servicio.

- Reducir los costes de reparación del daño.
- Reducir los tiempos de permanencia fuera de servicio de equipos e instalaciones.

Finalmente, es necesario señalar que una protección o sistema de protección debe evitar complejidades innecesarias, ya que éstas serían fuentes de riesgo que comprometerían el cumplimiento de las propiedades que deben caracterizar su funcionamiento [4].

## III.3. *TIPOS DE PROTECCIONES*

### III.3.1. Protección de distancia (21)

La función de protección de distancia es la función de protección más ampliamente extendida en sistemas eléctricos de potencia debido a que, aunque son más complejas que la protección de sobreintensidad, ofrece mejores prestaciones y este hecho prevalece cobre el coste cuando se trata de proteger un elemento tan importante como la red de eléctrica de Alta Tensión [4].

Las ventajas principales de su extendido uso son las siguientes:

- Su independencia con respecto a enlaces de comunicación entre los extremos de línea, ya que para su operación, utiliza información sobre las corrientes y tensiones disponibles localmente.

- La protección de distancia constituye un sistema de protección relativamente selectivo en la red de potencia. Esto significa que puede operar también como una protección de apoyo remoto para otros elementos primarios en la red.

- Los requerimientos básicos que se exigen de una protección de línea moderna, tales como rapidez, sensibilidad y selectividad con sus estrictos requerimientos respecto a fiabilidad y seguridad (disponibilidad), están siendo cada vez más estrictos. Además, las protecciones de distancia modernas deben ser capaces de operar en redes con relés de distancia existentes, que están mayormente diseñados con una tecnología diferente (relés estáticos e incluso electromagnéticos).

A pesar de que lo su nombre pudiera dar a entender, las protecciones de distancia no calculan la distancia a la que se encuentra la falta sino que determinan si la misma es interna o externa a la zona que vigilan. Para ello, realizan funciones pertenecientes al grupo de funciones básicas de cociente de dos magnitudes que, en este caso, se obtienen a partir de los datos de tensión e intensidad relativos al extremo de línea en que se encuentra ubicada la protección. A partir de ellos se obtiene la impedancia vista

por la protección. Por esta razón, las protecciones de distancia reciben también el nombre de protecciones de impedancia.

Sin embargo, se le ha dado a conocer como *protección de distancia* ya que su principal campo de aplicación lo constituyen las líneas de transporte, y es sabido que la impedancia de una línea es proporcional a su longitud.

**Principio de funcionamiento**

Su principio de operación es relativamente sencillo. A partir de las tensiones e intensidades vistas desde el extremo donde se ubica la protección, se obtiene la impedancia vista por la protección. Esto posibilita la representación de la impedancia y de su característica de operación sobre unos ejes cartesianos en los que en el eje de abscisas se representa la parte real o resistencia y en el eje de ordenadas la parte imaginaria o reactancia, dando original denominado diagrama R-X.

La impedancia vista por la protección es mayor en condiciones normales de operación del sistema que en condiciones de falta, ya que en este último caso la impedancia vista es sólo la correspondiente al circuito comprendido entre el punto en el que se ubica la protección y el punto donde se ha producido la falta. Para aplicar este principio se representa sobre el diagrama R-X la impedancia vista por la protección y su característica de operación, que representa el valor límite de la zona que se quiere proteger y define un área de operación sobre el diagrama R-X. La protección solamente debe operar si el punto definido por las coordenadas de la impedancia vista por la protección se encuentra dentro del área de operación, ya que en caso contrario ó no existe falta o ésta se encuentra fuera de la zona que debe proteger.

La forma en que se define el área de operación da origen a distintos tipos de unidades de distancia. Básicamente los tipos existente son los correspondientes a unidades de impedancia, unidades de reactancia y unidades de admitancia denominadas comúnmente Mho.

Aunque se pueden conseguir otras formas más sofisticadas, en la Figura III.2 se ha representado una curva de característica de operación de cada uno de los tipos. La zona de operación es la zona sombreada de cada una de las curvas. Asimismo, sobre cada una de ellas se han representado dos posibles valores de impedancias vistas por la protección. En el caso correspondiente al punto P la protección deberá operar por tratarse de un punto interno al área de operación. En el caso del punto Q la protección no deberá operar por tratarse de un punto externo al área de operación [4].

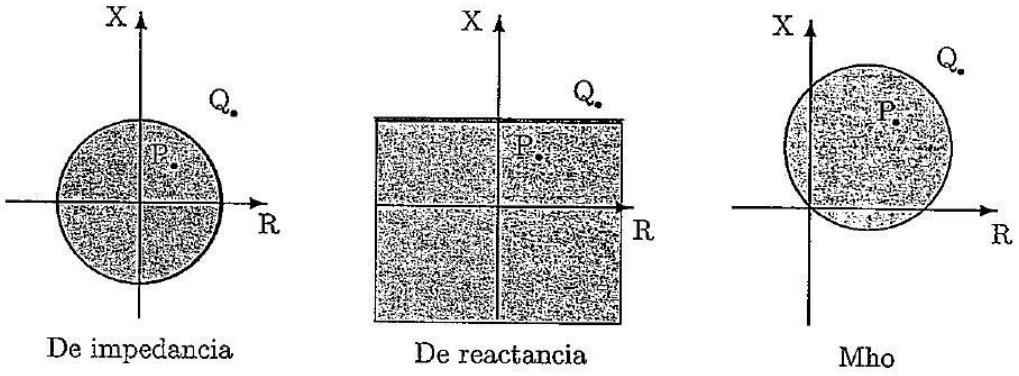



*Figura III.2. Curvas características de protecciones a distancia [4]*

*Característica de mínima impedancia*

El tipo más simple de característica consiste en un círculo centrado en el origen de coordenada del diagrama R-X.

El problema de este tipo de característica es la falta de direccionalidad. En la Figura III.3a el relé dispararía para cualquier falta cuya impedancia esté dentro del círculo, por lo que es incapaz de discriminar entre la falta $F_1$ en su línea BC y la falta $F_2$ en la línea a sus espaldas. Es decir, no sólo dispararía (de forma correcta) para $F_1$ sino que también lo haría para (aunque de forma incorrecta para $F_2$ al no poseer direccionalidad.

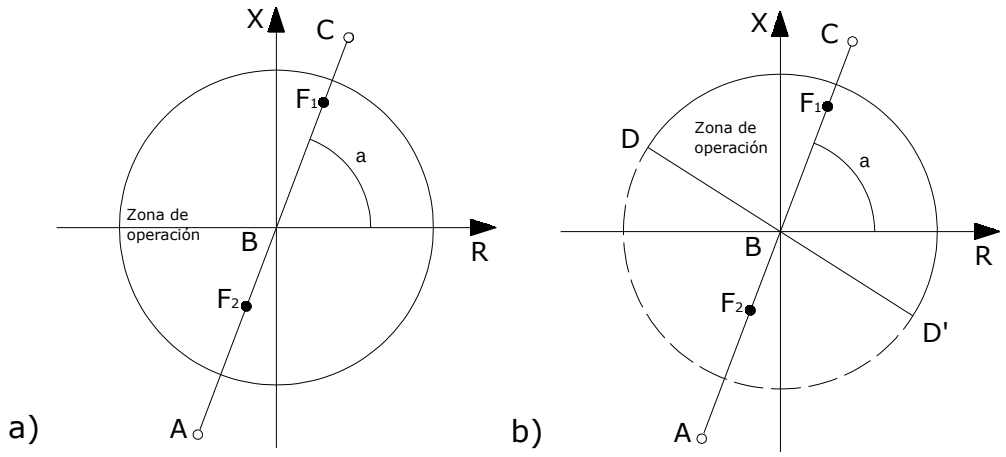



*Figura III.3. Característica circular a) no direccional y b) direccional*

*Característica de mínima impedancia direccional*

Para impedir el disparo para faltas en la línea opuesta a la que se quiere proteger se puede dotar al relé de la característica direccional, representada en la Figura III.3b mediante la línea DD'. Se trata de una unidad direccional que controla la unidad de medida de la impedancia de tal modo que la acción conjunta de ambas da como resultado la característica de mínima impedancia direccional. De esta manera, se

impide la operación para los puntos de la superficie del círculo por debajo de la línea DD' y por tanto la falta $F_2$ que debe ser despejada por las protecciones en la línea AB.

*Característica de admitancia o Mho*

Es otra variante de la característica de disparo circular, corresponde a una circunferencia que pasa por el origen de coordenadas del diagrama R-X.

Puede observarse que esta característica es inherentemente direccional, es decir, sólo permite el disparo para faltas a lo largo de la línea a proteger pero no para faltas a espaldas de la protección. En la Figura III.4a se representa la característica Mho.

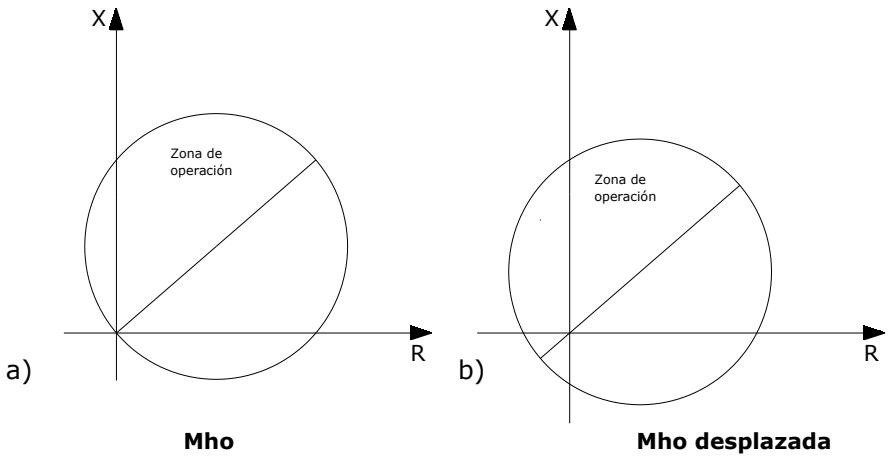



*Figura III.4. Característica a) Mho y b) Mho desplazada*

Esta característica no admite prácticamente resistencia de falta para puntos del tramo protegido cercanos al extremo de la línea a proteger. Esto representa una limitación de la característica Mho, especialmente en faltas a tierra que, además de ser las más frecuentes, son las que suelen presentar mayor resistencia de falta

Existen variaciones de la característica Mho como pueden verse en la Figura III.5. A este tipo de característica se las conoce como características en forma de "lente" (Figura III.5a) y en forma de "tomate" (Figura III.5b).

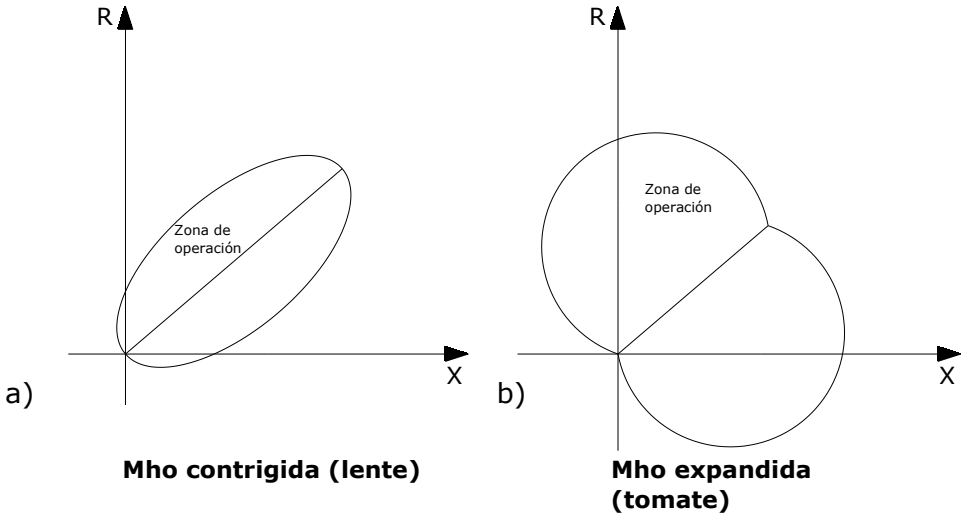



*Figura III.5. Característica en forma de lente y tomate.*

*Característica Mho desplazada*

La característica Mho desplazada es también circular y se diferencia de la Mho es que no pasa por el origen del diagrama R-X, lo que permite un mayor alcance en resistencia. En la Figura III.4b la característica Mho desplazada.

*Característica poligonal*

Es la característica más versátil y, aunque pueda presentar diversas formas, las más común es la de tipo cuadrilateral. Con esta característica desaparecen los problemas de la característica circular como son la reducción del alcance efectivo que se produce en presencia de la resistencia de falta y la casi nula tolerancia a la resistencia de falta cerca del límite del alcance de la zona.

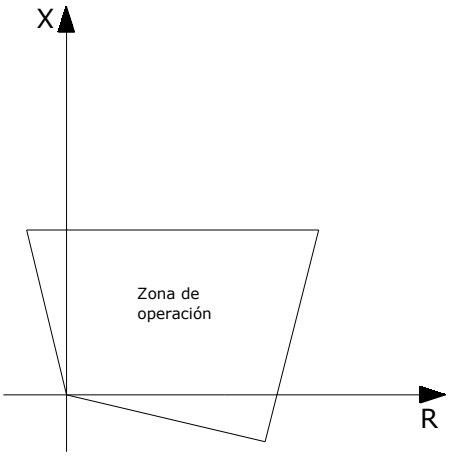



*Figura III.6. Característica poligonal*

Un buen campo de aplicación de la característica cuadrilateral es la protección contra faltas a tierra y faltas polifásicas en líneas donde es de temer elevadas resistencias de falta.

**Zonas de protección**

El ajuste de los parámetros que definen el área de operación permite definir en cada caso concreto el alcance de la unidad, es decir, la zona que se encuentra bajo su protección. En principio podría pensarse que para proteger una línea, la protección que se ubicase en su extremo debería ser ajustada para proteger el 100% de la longitud de la línea. La aplicación de esta metodología a la línea AB de la Figura III.7 llevaría ajustar la unidad que se ubicase en A de modo que cubriese toda la longitud de la línea. Sin embargo, aplicando este procedimiento, cualquier cause que motivase un error en el cálculo de la impedancia vista por la protección podría conducir a un selectividad errónea, ya que a faltas ocurridas en el tramo inicial de la línea CD podrían ser vistas por la protección en A dentro de su zona de operación. Este hecho implica el riesgo de que se abra el interruptor de A en vez del C, que es que debe abrirse en caso de despejar la falta correctamente.

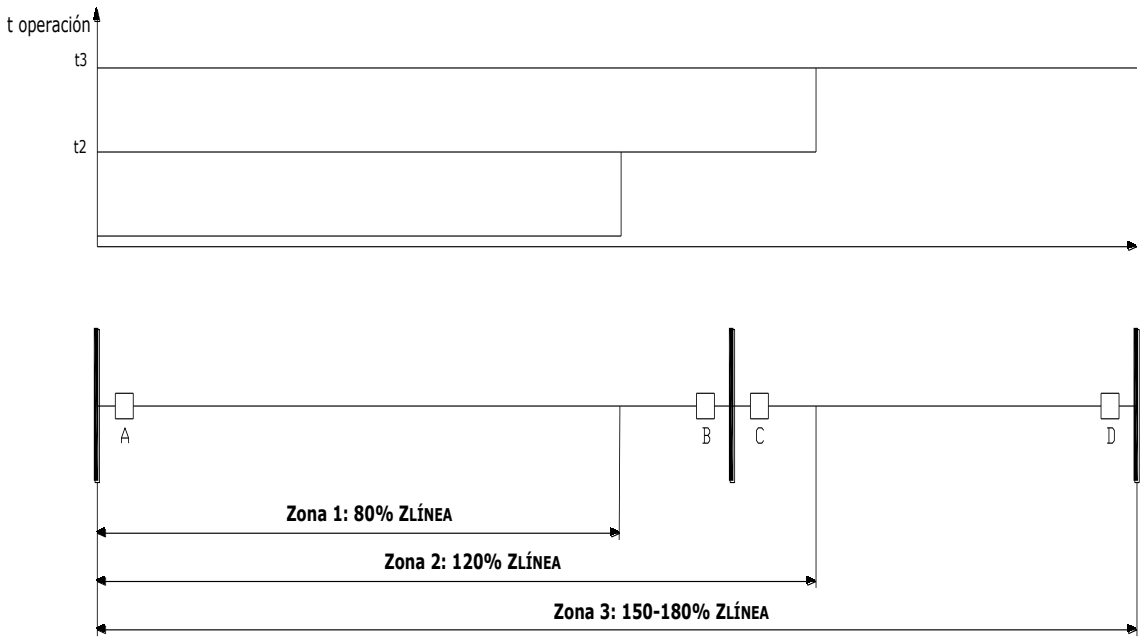



*Figura III.7. Alcances y tiempos de operación de una protección de distancia.*

Por esta razón, para dotar a las protecciones de distancia de una adecuada selectividad, y facilitar su coordinación, es norma habitual definir, a partir del extremo de línea en que se ubica la protección, tres zonas de protección con alcances y tiempos de operación escalonados entre sí.

*Zona 1*

La primera zona abarca del orden del 80 o 90% de la longitud de la línea, contada a partir del extremo en que se ubica la protección. Esta protección se realiza mediante unidades instantáneas que, por tanto, operan tan rápido como permite su tecnología debido a que no introducen ningún tiempo intencionado de demora. Cuando el estudio de coordinación de protecciones es realizado por simulación, en algunas ocasiones es posible encontrar que el alcance real de la protección se ve modificado debido, por ejemplo, a la existencia de acoplamiento mutuo entre líneas.

*Zona 2*

La segunda zona incluye toda la línea y, además, se extiende hasta un 20 o 30% de la línea siguiente. Un alcance de 120 % sobre la impedancia de la línea es suficiente para garantizar la protección de la misma si del extremo remoto sólo sale una línea. Cuando la línea adyacente es muy corta el alcance de la zona 2 no debe sobrepasar el 65 % de la impedancia de la línea corta para evitar solapamientos entre las protecciones distancia de los extremos local y extremo remoto. En este caso se emplean temporizaciones que son ajustadas para operar en un tiempo del orden de 0,3 a 0,5 segundos.

Otro criterio de ajuste de este escalón puede ser el que cubriera la impedancia de la línea más la impedancia del máximo número de transformadores operando en paralelo sobre las barras en el extremo remoto de la línea protegida.

La misión de este escalón es cubrir el margen de seguridad del primer escalón y además servir como protección de apoyo a la protección de barras de la estación remota.

*Zona 3*

El alcance de la zona 3 debe cubrir la totalidad de las líneas que salen del extremo remoto. Para ello, se elige como criterio de ajuste el mayor de los valores siguientes: el 150 % de la línea protegida o la impedancia de la línea protegida más el 100 % de la impedancia de la línea adyacente más larga. De esta forma conseguiremos además una protección de apoyo para las protecciones de la subestación remota, cubriendo el posible fallo de sus interruptores. Esta protección también se realiza con temporizaciones de valor del orden de 0,8 a 1 segundo.

Por tanto, como resumen puede decirse que las unidades de la primera y segunda zona ofrecen protección primaria a la línea AB y que las unidades de segunda y tercera actúan como protección de apoyo remoto para la línea CD.

Lo anterior se refiere solamente al comportamiento de la protección de distancia instalada en A. Sin embargo, hay que recordar que para despejar una falta en línea que pueden ser alimentadas en dos extremos, como es generalmente el caso de líneas de transporte, es necesario abrir los interruptores de los dos extremos de la línea en que se produce la falta. Por tanto, para proteger mediante protecciones de distancia la línea AB es preciso instalar una protección en el extremo A, con direccionalidad que le haga

ver de A hacia B, y otra protección en el extremo B, con direccionalidad que le haga ver de B hacia A.

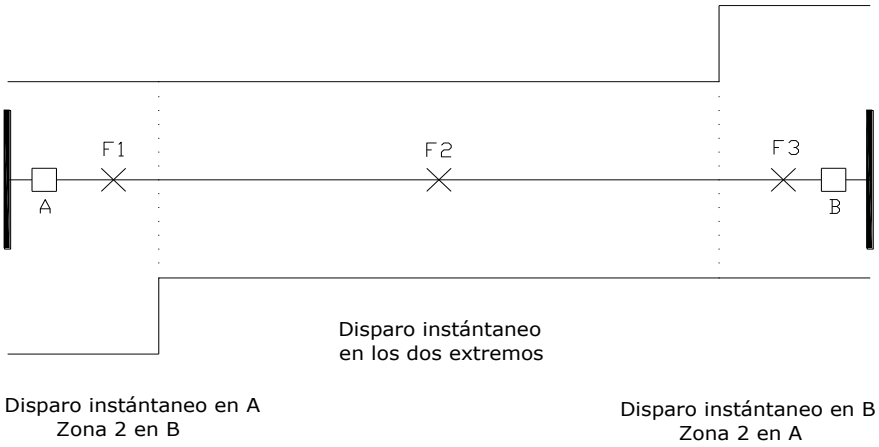



*Figura III.8. Coordinación de protecciones de distancia*

En la Figura III.8 puede apreciarse como, por ejemplo, si se produjese una falta en F1, cerca del extremo A, la protección A vería la falta en zona 1 y operaría de forma instantánea abriendo el interruptor de A. Por su parte, la protección en B vería la falta en zona 2 y operaría abriendo el interruptor B al cabo de la temporización de dicha zona. Si la falta se produjese en el punto F2, ambas protecciones verían la falta en su zona 1 y dispararía de forma instantánea abriendo ambos interruptores. Por último, si la falta se produjese en el punto F3, cerca del extremo de B, la protección en A vería la falta en zona 2 y la protección en B la vería en su zona 1, por lo que el interruptor en A operaría tras un retardo y el interruptor en B operaría de forma instantánea. Para evitar una demora correspondiente a la operación en segunda zona puede establecerse una comunicación entre las dos protecciones de modo que cuando una opere en primera zona envíe a la otra una señal para que abra su interruptor sin esperar a que transcurra el tiempo de demora, ya que en ese caso existe la certeza de que la falta es interna a la línea que protegen. Por otra parte, en caso de producirse algún fallo en la operación en cualquiera de las protecciones, actuarían las protecciones de apoyo tal y como se han mencionado anteriormente.

Por tanto, la selectividad entre protecciones de distancia se consigue más fácilmente que entre protecciones de sobreintensidad, ya que basta respetar los escalonamientos de alcances y tiempos de operación indicados para conseguir una respuesta selectiva des sistema de protección. Además, el establecimiento de comunicación entre las protecciones contribuye a aumentar la rapidez de respuesta al eliminar los tiempos de demora intencionada en su operación

### III.3.2. Protección de sobreintensidad no direccional (50/51)

Las líneas de transmisión largas transfieren a menudo grandes cantidades de potencia eléctrica desde las áreas de producción a las de consumo. El desequilibrio entre la potencia producida y la consumida en cada extremo de la línea de transmisión es muy grande. Esto significa que una falta en la línea puede fácilmente compromete la estabilidad del sistema.

La intensidad de falta en líneas eléctricas largas depende mayormente de la posición de la falta y disminuye con el alejamiento del punto de generación. Por esta razón la protección debe operar muy rápidamente para faltas muy cercanas al punto de generación (y al relé de protección), para las cuales son muy características elevadas corrientes de falta.

La protección distancia convencional puede hacer frente al despeje de faltas a tierra en la mayoría de los casos. En algunas aplicaciones, especialmente en aplicaciones de casos de líneas eléctricas largas, el despeje de las faltas puede ser mejorado mediante el uso de una protección instantánea de faltas a tierra.

El uso de la protección de faltas a tierra de sobreintensidad instantánea es adecuado para líneas eléctricas largas en redes malladas. También puede ser utilizada en líneas radiales con baja aportación de corriente de falta desde el extremo opuesto de la línea. La función de sobreintensidad residual instantánea es adecuada como protección de apoyo para faltas de fase a tierra cercanas al terminal. Esto permite un despeje rápido de apoyo frente a faltas a tierra con corriente de falta elevada. Podemos ver en la Figura III.9 una clasificación de las protecciones de sobreintensidad según su función y sus características de actuación [5].

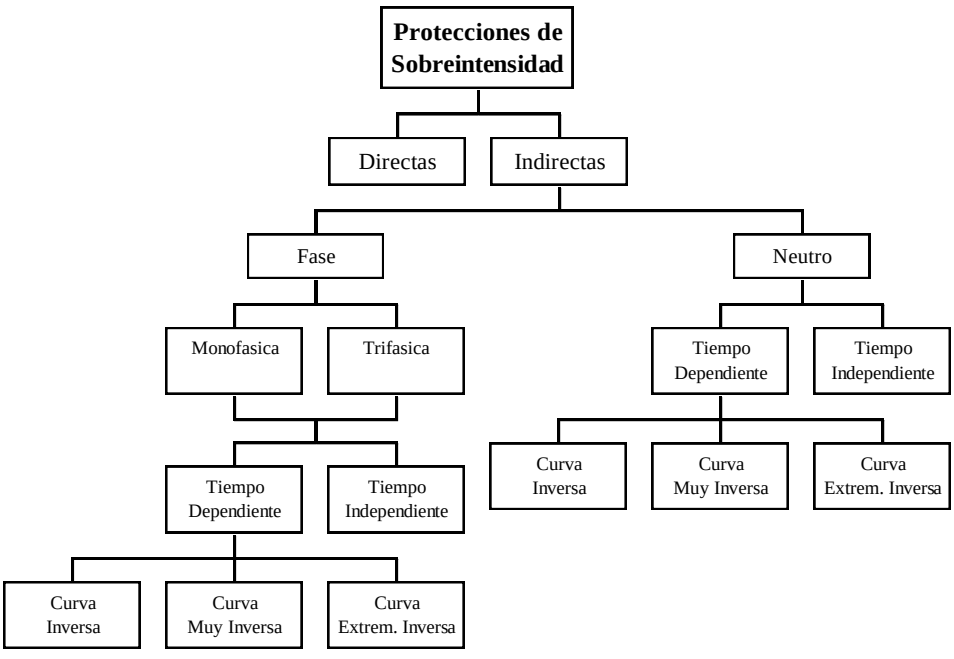



*Figura III.9. Clasificación de las protecciones de sobreintensidad*

A continuación pasaremos a estudiar las características fundamentales de cada uno de los modelos presentados en la clasificación anterior.

Se denomina *protección directa* o primaria, a aquella en la cual la bobina de excitación del relé se encuentra conectada en serie directamente con el circuito de potencia que deseemos proteger. Esto nos obliga a instalar una protección que sea capaz de soportar y trabajar correctamente con unos elevados rangos de intensidad. Son equipos que actúan mediante sistemas mecánicos sobre el dispositivo de disparo del interruptor principal.

Estas protecciones tienen como ventajas que son robustas, sencillas y económicas. Como inconvenientes destacamos que presentan una baja precisión, inaccesibilidad e imposibilidad de disponer de funciones adicionales. En la actualidad se han quedado obsoletas debido a los avances de la electrónica y al progresivo abaratamiento de los equipos.

La *protección indirecta* o secundaria no se conecta directamente al circuito de potencia a proteger, sino que se alimentan de los circuitos secundarios de un transformador de intensidad en su devanado de clase protección. Esto evita que la protección tenga que soportar unos rangos de intensidad demasiado elevados. Además la seguridad de estos equipos es mucho mayor ya que nos movemos en unos niveles de intensidad del orden de (1−5) A.

Estas protecciones pueden actuar directamente sobre la bobina de desconexión del interruptor de potencia, o bien a través de relés auxiliares.

**Principio de funcionamiento**

Las protecciones de sobreintensidad son las más sencillas de todas las existentes. Su operación se basa en la función de sobreintensidad que consiste en la comparación del valor de la intensidad utilizada como dato de entrada a la protección con un valor de referencia. Este valor de referencia se establece en función de las condiciones que concurren en el punto en que se instala el relé, por lo que debe ser reajustado convenientemente si la configuración del sistema cambia. La protección opera cuando la intensidad de entrada supera el valor de la intensidad de referencia. Por esta razón, las protecciones de sobreintensidad solamente pueden ser utilizadas cuando la corriente que circula por el punto en que se instalan cumple la condición de que la máxima intensidad de carga, correspondiente a condiciones normales de operación del sistema, es menor que la mínima intensidad de falta.

En función del tiempo de operación, las protecciones de sobreintensidad se clasifican en:

1. Protecciones de sobreintensidad de tiempo independiente.
2. Protecciones de sobreintensidad de tiempo dependiente.
    - De tiempo fijo.
    - De tiempo inverso.

Las *protecciones de sobreintensidad de tiempo independiente* actúan siempre con el mismo tiempo para cualquier intensidad que haya superado el valor de ajuste. Si la protección opera de manera inmediata, es decir, que no introducen ningún tiempo de intencionado de retraso en su operación se denominan instantáneas.

Las *protecciones de sobreintensidad de tiempo dependiente* actúan con tiempo de operación que depende de la intensidad de entrada. En estos casos cuanto mayor es el valor de la intensidad menor es el tiempo de retraso introducido y, por tanto, menor el tiempo que la protección tarda en operar. Por este motivo se llaman de tiempo inverso.

Las protecciones de tiempo inverso se clasifican en varias familias de curvas en función de la norma utilizada (CEI o ANSI).

- *Curva de Tiempo Fijo*: su tiempo de actuación es constante para cualquier valor de la intensidad de falta.

- *Curva Normal Inversa*: su uso es para, generalmente, aplicaciones en las que la magnitud de la intensidad de falta depende de la capacidad de generación del sistema en el momento de la falta.

- *Curva Muy Inversa*: para aplicaciones en las que la magnitud de la intensidad de falta depende principalmente de la impedancia del sistema entre el punto de generación y el lugar donde se encuentra ubicado el relé.

- *Curva Extremadamente Inversa*: en casos de aplicaciones donde se produzcan elevados valores de intensidad en el momento de la conexión del circuito, después de que este estuviera un tiempo fuera de servicio. Normalmente se aplican a grandes motores y a clientes de compañías eléctricas.

- Curva de Usuario: el fabricante del relé nos da la opción de crear nuestra propia familia de curvas. La forma de introducción de esta curva puede ser variada, por ejemplo introduciendo una serie de puntos en un ordenador dependiendo de las instrucciones del fabricante.

La Figura III.10 muestra las curvas características correspondientes a los distintos tipos de protecciones de tiempo inverso [4].

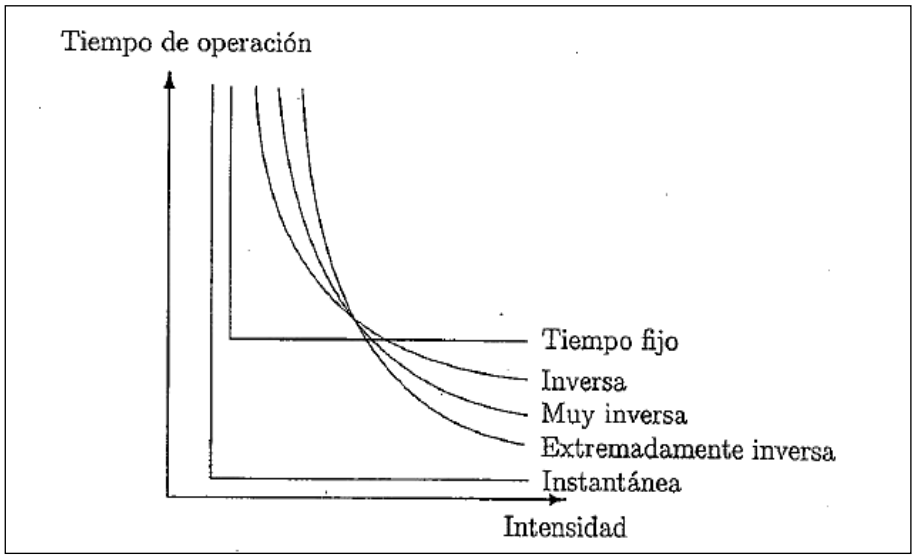



*Figura III.10. Curvas características de protección sobreintensidad [4]*

Las curvas características de la protección de sobreintensidad de tiempo dependiente suelen representarse en forma gráfica, situando en el eje de ordenadas el tiempo de actuación y en abscisas el número de veces la intensidad de ajuste. A continuación podemos observar en la Figura III.12 una de las familias de curvas comentadas cuyo tiempo de actuación se puede determinar analíticamente a través de la expresión:

$$t = \frac{k}{\left(\frac{I_p}{I_a}\right)^{\propto} - 1}$$

donde,

- t tiempo de actuación del relé
- $I_p$ intensidad de paso
- $I_a$ intensidad de ajuste
- α tipo de característica
- k clase de la curva

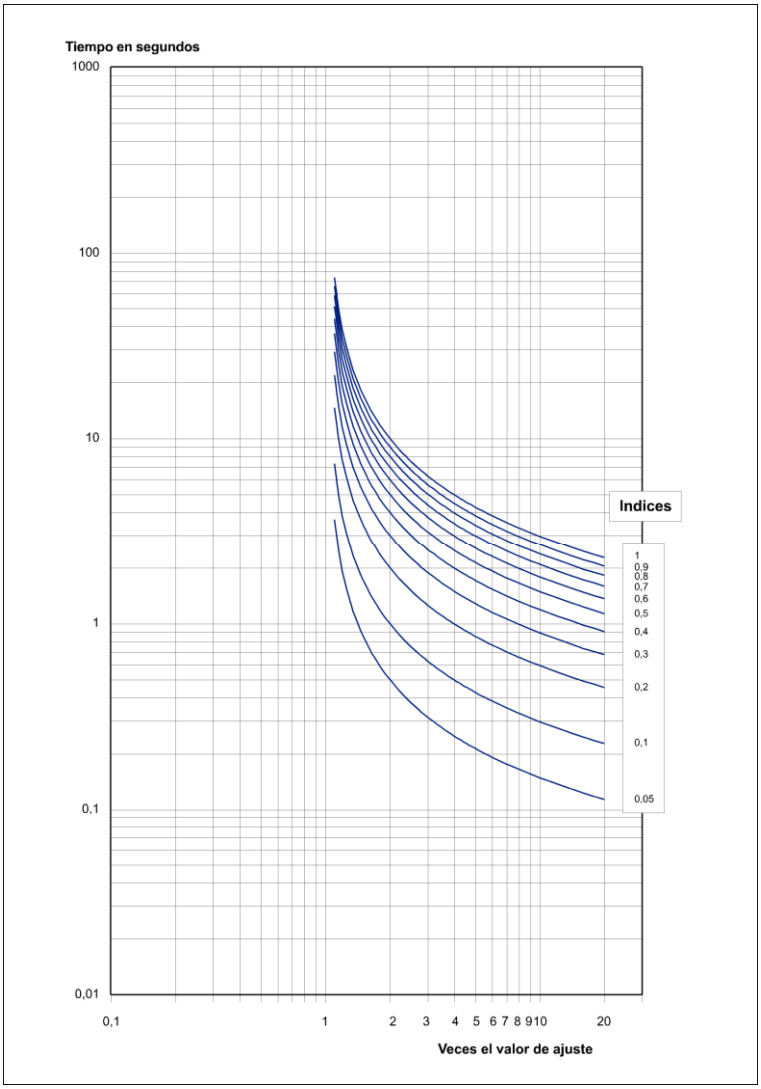



*Figura III.11. Familia de curvas Normal Inversa [19]*

La principal desventaja de las protecciones de sobreintensidad es que individualmente son escasamente selectivas debido a que su respuesta es función únicamente del valor de la intensidad que vigilan, con independencia de la causa que la origina, de su sentido de circulación o del punto en que se han producido la falta. Por esta razón, la selectividad de las protecciones de sobreintensidad se define a nivel de conjunto. Esta coordinación se puede realizar mediante canales de comunicación, ajustes de tipo amperímetro, ajustes de tipo cronométrico o técnicas resultantes de su combinación.

El empleo de canales de comunicación da lugar a la denominada selectividad lógica. Esta técnica se basa en el establecimiento de una cadena de transmisión de información entre protecciones de modo que cada una recibe y transmite, caso de ser necesario, información relativa a si ve o no intensidad de falta.

La selectividad se denomina amperimétrica si la coordinación se realiza mediante el ajuste del valor de referencia de cada protección, es decir, del valor de intensidad a partir del cual opera. Ésta técnica es poco utilizada en la práctica debido a que exige

que el valor de la intensidad vista por la protección permita definir unívocamente la zona en que se ha producido la falta y discernir, como consecuencia de ello, si la protección debe o no debe operar.

Cuando la selectividad se logra ajustando convenientemente los tiempos de operación de las protecciones recibe el nombre de selectividad cronométrica. Lógicamente, este tipo de selectividad se aplica a las protecciones en tiempo diferido, ya que las protecciones de sobreintensidad instantáneas no permiten ajustar su tiempo de operación. La gran desventaja de esta técnica es que en la mayor de los casos provoca un retraso en el despeje de la falta, con lo que ello puede implicar de agravamiento de sus consecuencias. A pesar de ello, la selectividad cronométrica, Figura III.12, es más empleada entre protecciones de sobreintensidad [4].

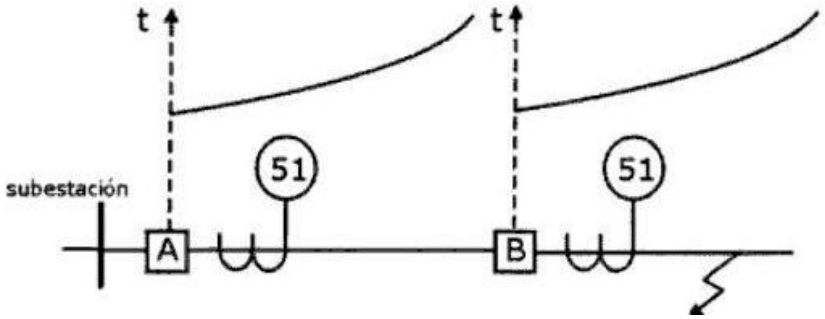



*Figura III.12. Selectividad cronométrica entre relé [4]*

Además con los parámetros ajustados de unidad temporizada y instantánea tanto para fase como para neutro se consigue tener dos curvas diferentes con las que operará la protección bien sea para protección principal o como protección de apoyo.

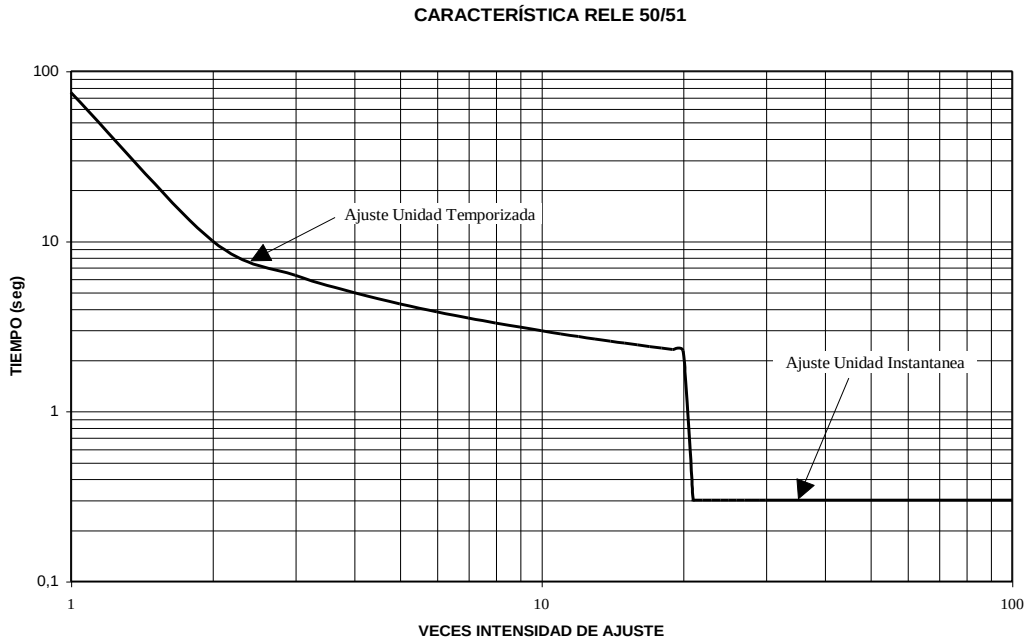



*Figura III.13. Curva de protección sobreintensidad (50/51). [4]*

### III.3.3. Protección de sobreintensidad direccional de fase y neutro (67/67N)

Es una protección cuya actuación precisa, además de que se supere el ajuste de intensidad, que la potencia circule en una dirección determinada

En algunas aplicaciones la posibilidad de obtener selectividad puede ser mejorada significativamente usando una función de sobreintensidad de fase direccional. Este caso puede ser en redes malladas y en redes radiales con generación conectada remota en el sistema, lo que supone aportación de corriente en dirección "hacia atrás".

En redes malladas no es posible definir la selectividad utilizando solamente funciones de sobreintensidad. Por esta razón, para este tipo de redes es necesario utilizar protecciones direccionales, que se denominan así debido a que operan cuando la intensidad supera el valor de referencia fijado y, además, circula en una dirección determinada.

**Principio de funcionamiento**

Una protección de sobreintensidad direccional consta internamente de dos unidades de medida:

- Una *unidad direccional*, que permite conocer el sentido de circulación de la corriente vigilada.
- Una *unidad de sobreintensidad*, análoga a las ya descritas anteriormente, que controla la magnitud de la corriente.

La lógica de disparo que desarrollan hace que solamente opere cuando en ambas unidades se cumplan las condiciones de disparo para las que han sido ajustadas.

La determinación del sentido de circulación de la intensidad requiere la comparación del fasor de intensidad con respecto a una referencia fija. Tal magnitud de referencia recibe el nombre de magnitud de polarización

La función direccional, perteneciente al grupo de las funciones básicas de comparación de fase, toma como datos los ángulos correspondientes a los fasores de las magnitudes de polarización y de operación con que es alimentada. La magnitud de polarización es fijada como referencia. Para que la función direccional proporcione resultados satisfactorios es necesario que la magnitud de polarización cumpla los requisitos de no anularse cuando se produce una falta y de mantener invariante su dirección aunque cambie la dirección de la magnitud de operación. La magnitud de operación es la que se compara con la de polarización y, en este caso, coincide con la corriente vigilada por la función de sobreintensidad que se implementa junto a la función direccional. El problema será seleccionar la magnitud de polarización, que es la más crítica en un relé direccional. Interesa que, en cualesquiera condiciones, llegue al relé una tensión mínima, de forma que pueda efectuarse la correcta determinación de la direccionalidad.

**Necesidad de la característica direccional**

En redes malladas es necesario mejorar la selectividad utilizando protecciones de sobreintensidad direccionales.

La Figura III.15 muestra un bucle perteneciente a una red mallada de distribución en la que se ha producido una falta en el punto "F" que provoca que las intensidades de falta en cada línea circulen con el sentido indicado en la misma. En este caso, la apertura de un solo interruptor no es suficiente para eliminar la falta ya que, debido a la existencia de un bucle, ésta se mantendría a través del resto de interruptores que permanecen cerrados. Aunque todas las protecciones de falta ven intensidad de falta, para despejarla correctamente es necesario que se abran los dos interruptores ubicados en los extremos de la línea donde se ha producido la falta. Por esta razón, las protecciones deben ser ajustadas para operar solamente cuando la intensidad se dirija hacia el interior de la línea en cuyo extremo están ubicadas, es decir, cuando la dirección de la intensidad de falta sea la indicada en la Figura III.14 mediante una flecha situada junto a cada interruptor.

De este modo, en el caso analizado, la falta "F" debe ser despejada mediante la apertura de los interruptores 52-1 y 52-2. La protección 52-2 operará debido a que ve intensidad de falta en el sentido en que ha sido polarizada, mientras que las protecciones 52-3, 52-5 y 52-8 no operarán debido a que, aunque ven intensidad de falta su dirección es saliente de la línea que vigilan. Finalmente, la selectividad de 52-1 frente a 52-4, 52-6 y 52-7 deberá conseguirse mediante otros métodos de coordinación como, por ejemplo, los indicados anteriormente como por temporización [4].

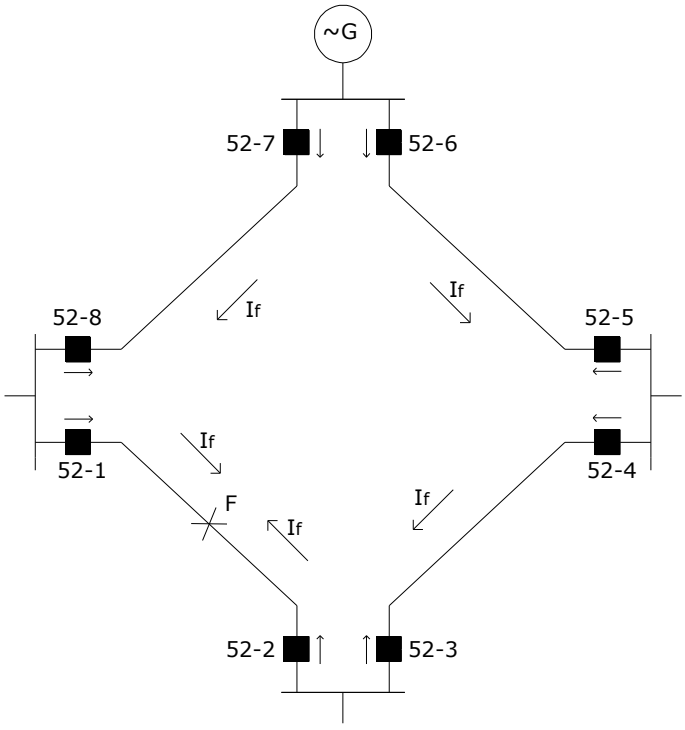



*Figura III.14. Protecciones de sobreintensidad direccionales en redes malladas*

**Protección direccional de fases**

En las unidades direccionales de fase se trata de determinar el sentido de circulación de las intensidades de fase, o lo que es lo mismo su desfase con la relación a la magnitud de polarización. Tal intensidad de fase constituye la magnitud de operación.

Si se dispone de un relé de sobreintensidad direccional que controle la corriente de la fase R y está polarizado con la tensión de la fase R simple, R - Tierra, al producirse una falta en bornes del transformador de tensión, es muy posible que la tensión aplicada al relé no se suficiente para garantizar su adecuada actuación [5].

Por esta razón, se utilizan tensiones entre fases a partir de los transformadores de tensión. El que no se utilicen las tensiones simples para polarizar los relés de fase, es porque si ocurriera una falta próxima a los transformadores de tensión, pudiera no quedar tensión suficiente disponible para asegurar el funcionamiento de la protección. Los posibles tipos de conexión se definen por el ángulo en que la tensión de polarización aplicada desfasa a la tensión de la fase a la que está conectado el elemento de sobreintensidad.

*Unidad direccional de fases*

La direccionalidad de los elementos de sobreintensidad se realizará a partir de la tensión compuesta de las fases no involucradas en la falta para los elementos de fase

La unidad direccional habilita a la unidad de sobreintensidad cuando el fasor de la magnitud de operación se encuentre en la zona de operación, ±90° respecto la línea de máximo par, e inhibiéndola cuando se encuentre en el semiplano opuesto. Como se ha mencionado anteriormente, el control direccional se realiza fase a fase.

Un ángulo característico de 45° para los elementos de fase y -45° en el elemento de neutro proporciona, de forma genérica, un alcance o par aceptable para la actuación del relé direccional.

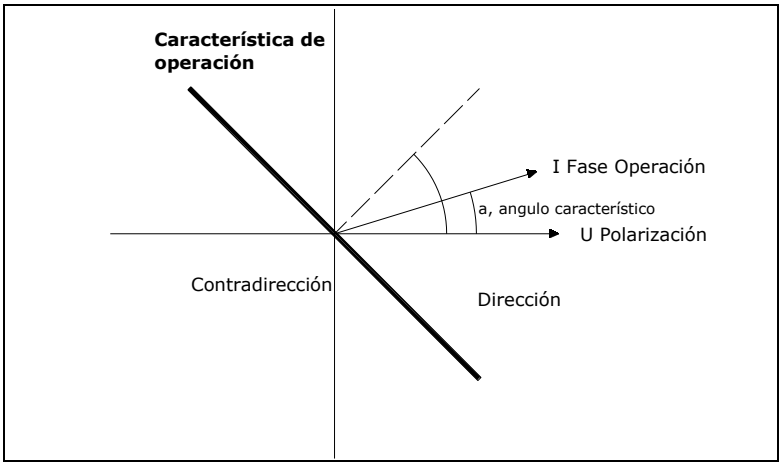



*Figura III.15. Característica de operación de la unidad direccional de fases*

El plano de los vectores de corriente de una fase está dividido en 2 semiplanos correspondientes a la zona de línea y a la zona de barras, es decir, en dirección o en contradirección (Figura III.15).

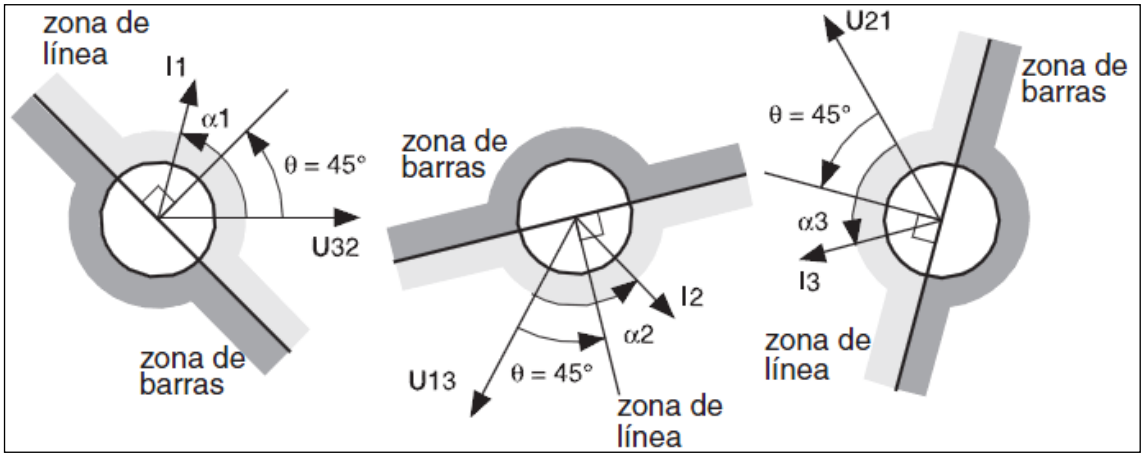



*Figura III.16. Disparos por falta en la zona de línea con ϑ = 45º. [16]*

En la Tabla III.1 pueden verse las magnitudes de operación y polarización aplicadas a cada una de las tres fases [16].

*Tabla III.1. Magnitudes de polarización de la protección sobreintensidad direccional de fase*

| Fase | Magnitud de operación | Magnitud de polarización |
|---|---|---|
| A | $I_A$ | $U_{BC} = U_B - U_C$ |
| B | $I_B$ | $U_{CA} = U_C - U_A$ |
| C | $I_C$ | $U_{AB} = U_A - U_B$ |

**Protección direccional de neutro**

Para las faltas a tierra se utiliza un único relé conectado en el circuito residual de tres transformadores de intensidad, ya que la falta a tierra en cualquiera de las tres fases origina la misma corriente homopolar 3 $I_0$ circulando por ese circuito. La polarización del relé de tierra puede ser obtenida por la tensión residual $3V_0$ o por la corriente de neutro $I_N$ si está disponible en la instalación.

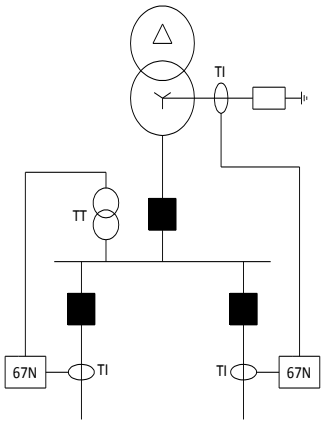



*Figura III.17. Dos tipos de polarización de la protección direccional de neutro*

*Unidad direccional de neutro*

Como se ha comentado anteriormente, Se puede polarizar por la tensión homopolar ($U_o$) o por la Intensidad de circulación de la puesta a tierra ($I_N$). La primera de ellas se emplea siempre y la segunda se usa si se cuenta con una puesta a tierra de la red en el lugar de la instalación de protección.

Las unidades direccionales de neutro operan de acuerdo al valor que toma la intensidad residual procedente de los transformadores de intensidad de fase o procedente de un transformador toroidal que abrace a los tres conductores de fase. En ambos casos, la intensidad medida es proporcional a la intensidad de secuencia homopolar y en fase con ella. Por esta razón se toma, habitualmente, la intensidad homopolar como magnitud de operación de una unidad direccional de tierra.

En el caso de polarización por tensión homopolar, el principio de operación de la unidad direccional de neutro descansa sobre la determinación del desfase relativo entre la intensidad homopolar y la tensión homopolar, es decir, mediante el desfase relativo entre $-U_o$ e $I_o$ se puede deducir la direccionalidad de la falta.

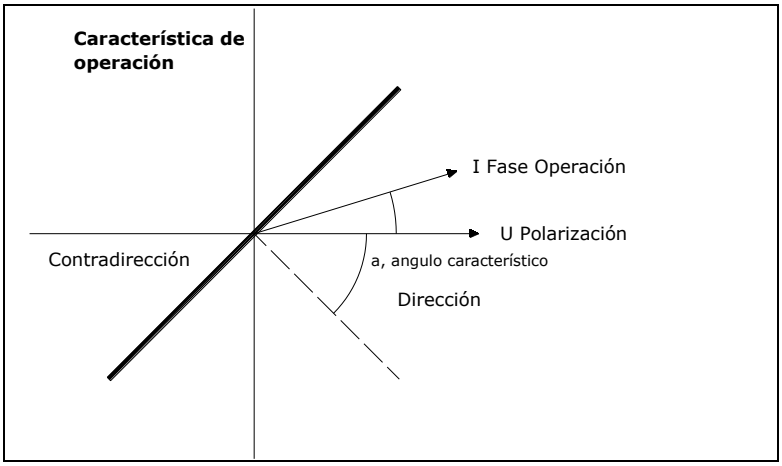



*Figura III.18. Característica de operación de la unidad direccional de neutro*

Debe declararse que, con el objeto de manejar ángulos característicos menores de 90°, se ha representado, como magnitud de polarización, el fasor opuesto a la tensión homopolar.

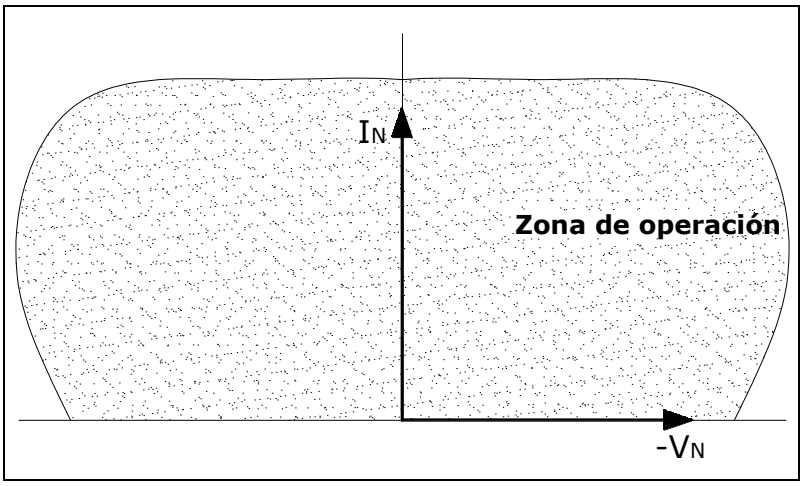



*Figura A3.19. Característica unidad direccional de neutro 67N*

Cuando la polarización sea por intensidad, el principio de operación de la unidad direccional de neutro es tratar de determinar el desfase existente entre la intensidad residual y la que circula por la puesta a tierra. El análisis es simple ya que los desfases entre ambas magnitudes no pueden ser otros que 0° y 180° o, lo que es lo mismo, el ángulo característico debe ser siempre 0°.

**Protección direccional en redes de neutro aislado (neutro sensible)**

En redes de neutro aislado o puesta a tierra a través de una impedancia elevada, el valor de la corriente de cortocircuito monofásico es pequeño respecto a las corrientes nominales del sistema (del orden de decenas de amperios). Cuando se producen este tipo de faltas, las protecciones de sobreintensidad no direccionales resultan inoperantes para la protección.

En la línea en falta son las corrientes aportadas por las líneas sanas quienes circulan en sentido desde el defecto hacia barras. En las líneas sanas, las aportaciones circulan en sentido saliente desde barras hacia tierra a través de las capacidades entre fase y tierra de cada línea. Así pues, ante una falta a tierra bajo régimen de neutro aislado se establecen corrientes de pequeño valor en todas las líneas de la red. Por esta razón, para la correcta operación del despeje de la falta es necesaria la protección direccional de neutro aislado (67NA).

La intensidad de la línea en falta tendrá una dirección de barras hacia la línea, mientras que las corrientes de las líneas sanas tendrán sentido de líneas hacia barras. Por otra parte, ante la existencia de una falta monofásica se producirá un desequilibrio en las tensiones y aparecerá en el secundario de los transformadores de tensión una tensión homopolar ($U_O$) distinta de cero y desfasada 90° con respecto a la corriente homopolar.

Así, en las líneas sanas la corriente homopolar saliente desde barras adelanta 90º respecto a la tensión homopolar, mientras que en la línea en falta, la corriente homopolar saliente desde barras retrasa 90° respecto a la tensión homopolar [9].

Por tanto, la protección de sistemas de neutro aislado ante faltas a tierra pasa por la medición de tres magnitudes: tensión homopolar en barras de la subestación, corriente homopolar en cada una de las salidas de línea y desfase entre ambos fasores.

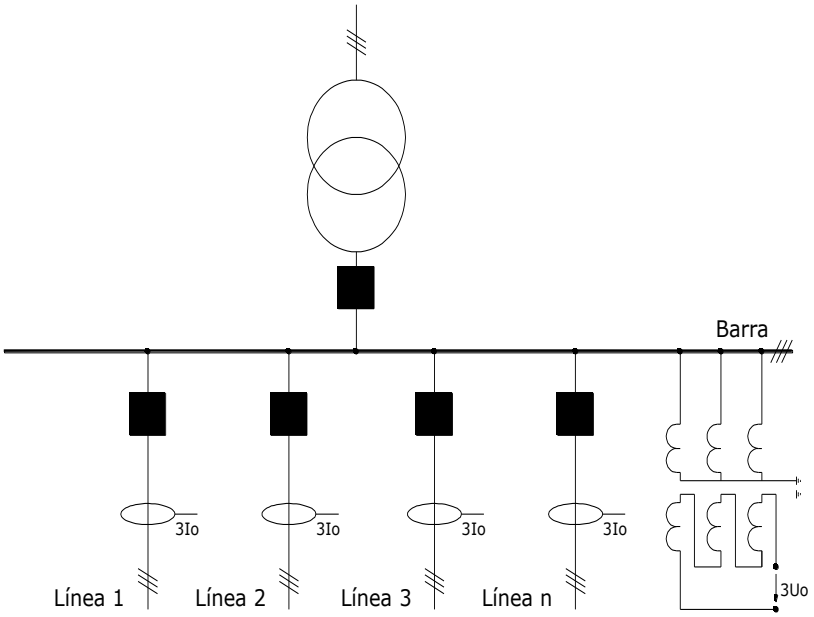



*Figura III.20. Protección sobreintensidad direccional en neutro aislado*

*Unidad direccional de neutro sensible (67NA)*

La protección 67NA ordenará disparo en el interruptor de la línea asociada en el caso de que se verifiquen las dos siguientes condiciones:

- Tanto el módulo de la tensión homopolar como el de la corriente homopolar superan los umbrales definidos en la característica de operación configurada en la protección.

- El desfase entre tensión homopolar y corriente homopolar se encuentra dentro de la zona de la característica direccional parametrizada como zona de disparo.

La orden de disparo puede ser instantánea o temporizada.

En condiciones ideales de funcionamiento, las tensiones e intensidades homopolares deben ser nulas en cualquiera de las líneas. Sin embargo, la realidad muestra que los pequeños desequilibrios en la red y en los equipos de medida hacen que estas magnitudes no sean nulas en condiciones nominales de servicio. Esto obliga a definir unos umbrales mínimos que aseguren que la protección sólo actúe en caso de falta

La característica de operación de la protección direccional de neutro sensible es la siguiente (Figura III.21):

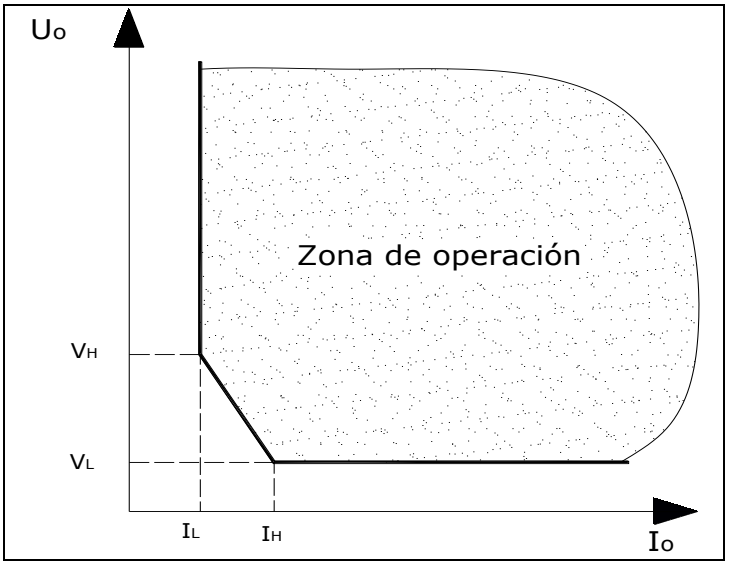



*Figura III.21. Característica direccional de neutro sensible*

Donde los parámetros que definen la función de sobreintensidad de neutro sensible son:

- $V_H$ (tensión alta).
- $V_L$ (tensión baja).
- $I_H$ (intensidad alta).
- $I_L$ (intensidad baja).

Valores de tensión de triángulo abierto menores al ajuste $V_L$ se consideran propios de cierto desequilibrio inherente a la red de distribución en su estado normal de explotación, por lo que no dan lugar al arranque de la protección. De la misma forma, valores de corriente homopolar en cabecera de línea menores al valor de ajuste $I_L$ se consideran debidos a pequeñas corrientes de fuga a través de aisladores y otros elementos, por lo que tampoco dan lugar al arranque de la protección [9].

### III.3.4. Protección diferencial longitudinal (87L)

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

Las protecciones diferenciales están basadas en la primera Ley de Kirchhoff, que dice que la suma vectorial de todas las intensidades que llegan a un nudo debe ser cero.

La aplicación de la protección diferencial de líneas está supeditada en gran medida al establecimiento de comunicación entre sus extremos. Ello es debido a que la elevada longitud de las líneas, en comparación con la de otros elementos como transformadores, barras o generadores, implica una gran distancia entre los transformadores de intensidad ubicados entre sus extremos. En consecuencia, la realización de una conexión física entre sus secundarios conlleva el empleo de cables de gran longitud. Cuanto mayor sea la longitud de estos cables más se encarece la instalación. En sistemas eléctricos de potencia normalmente se usa la protección diferencial para proteger elementos como líneas eléctricas, transformadores de potencia, barras de subestación o generadores eléctricos [11].

La protección diferencial de línea es usada para proteger líneas eléctricas con dos terminales en las posiciones de línea en barras de las subestaciones eléctricas.

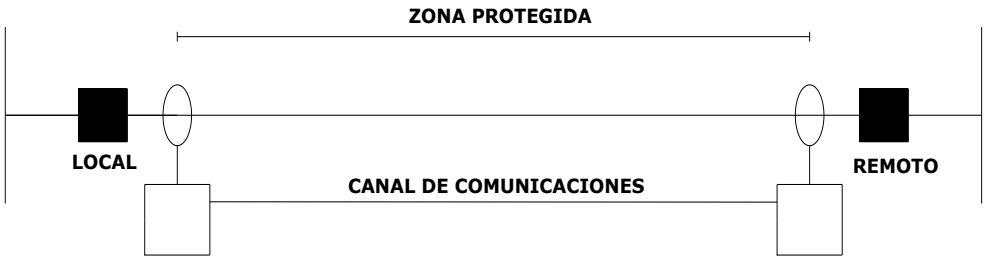



*Figura III.22. Esquema Protección Diferencial Longitudinal con dos terminales*

Estos equipos de protección requieren un canal de comunicación fiable para transferencia de información entre terminales dispuestos en extremos remotos de la línea a proteger. La tecnología empleada en este tipo de comunicaciones son los canales de fibra óptica debido principalmente al alto nivel de fiabilidad que proporcionan. Cada uno de los relés posee información acerca de la intensidad local y remota, con lo que pueden efectuar una protección diferencial, aprovechando el canal de comunicación también para enviar señales de disparo.

**Principio de funcionamiento**

En la protección diferencial de línea las intensidades de los nudos, local y remoto, son comparadas con el fin de distinguir entre faltas externas o internas, o condiciones normales de explotación. La protección instalada en el nudo local tiene en todo momento información de las intensidades del nudo remoto mediante vías de comunicaciones entre los dos extremos.

*Frenado porcentual*

Para mejorar la selectividad de la protección diferencial, impidiendo actuaciones erróneas, utilizan las denominadas protecciones diferenciales de porcentaje. En ellas la decisión de operación se toma en base al valor relativo de la intensidad diferencial, con

un valor mínimo absoluto igual a la intensidad de arranque ($I_{arranque}$). Su curva de operación se encuentra representada en la Figura III.23 y en ella se puede apreciar que operan solamente cuando la intensidad diferencial supera un determinado porcentaje del valor de la intensidad de frenado, que es definida como la media de las intensidades a la entrada y salida del elemento protegido. También es habitual que el tanto por ciento se tome sobre la base de la corriente a la salida del elemento protegido, que se conoce comúnmente con el nombre de intensidades de paso. Con esta función de frenado, se consigue insensibilizar el relé para los desequilibrios que pueden darse en caso de faltas externas; en cambio, el relé puede seguir actuando correctamente para faltas internas. Las pendientes más usuales están en el rango de 20 y 60 %. El valor de $I_{arranque_Alta}$ se usa para que temporalmente la función pierda sensibilidad ante situaciones de energizaciones de líneas eléctricas, faltas externas o cambios en las tomas de los transformadores de potencia.

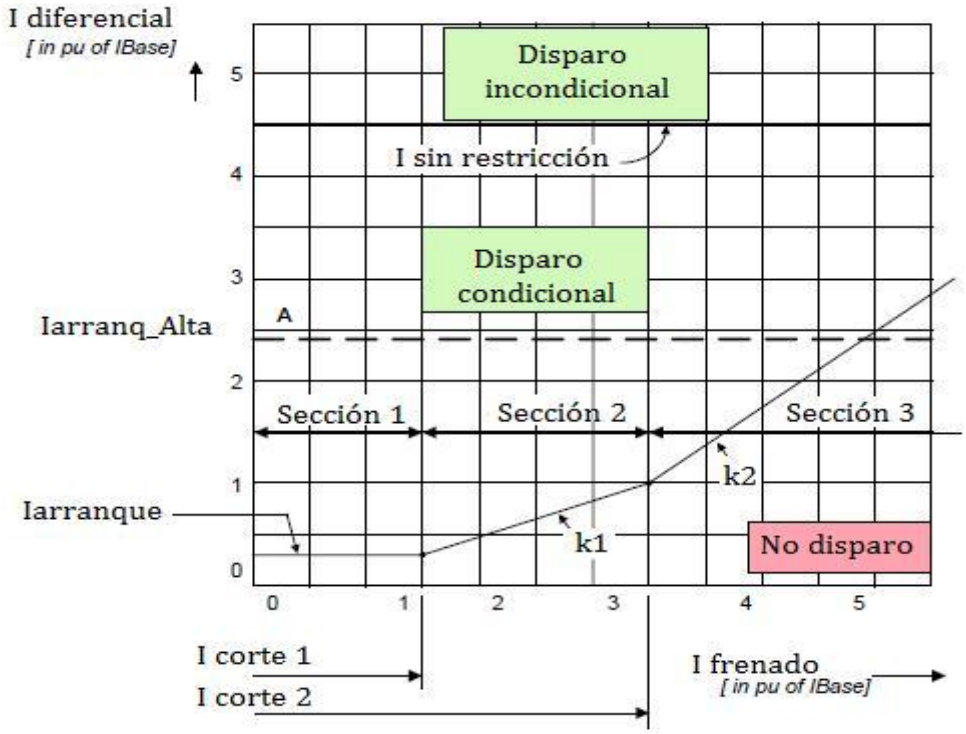



*Figura III.23. Característica de operación de la protección diferencial longitudinal [11]*

Existe también un parámetro de intensidad diferencial sin restricción ($I_{sin_restricción}$) que se usa para disparos instantáneos para faltas internas con muy altas intensidades.

*Frenado por armónicos*

Las protecciones diferenciales en general suelen tener un análisis de las componentes armónicas. Este análisis es para mejorar la selectividad de la protección. Si los contenidos en el segundo y quinto armónico de una corriente están por encima del nivel de ajuste, se bloquea la acción del disparo.

*Análisis de la secuencia negativa de la intensidad diferencial*

Las protecciones diferenciales tienen un dispositivo denominado discriminador de faltas que analizando la secuencia negativa de la intensidad diferencial es capaz de distinguir entre faltas externas o internas de la zona protegida. Su modo de operación es que el ángulo de fase de la intensidad de secuencia negativa del extremo local se compara con el ángulo de fase de la suma de las intensidades de secuencia negativa del extremo remoto. La característica de operación, representada en la Figura III.24, es definida por dos parámetros, $I_{minNegSeq}$ y $\Phi_{Sec_Neg}$.

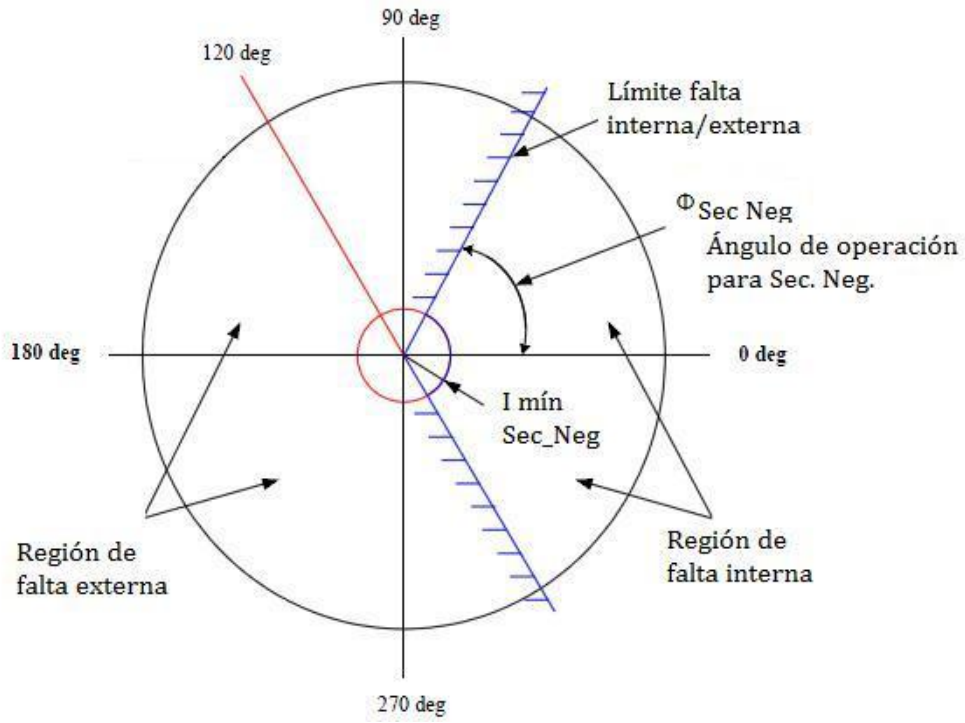



*Figura III.24. Característica operaciones del discriminador de faltas externas/interna. [11]*

Se considera que la dirección de la intensidad es hacia la línea, es decir, saliendo de barras de subestación. Así, cuando las dos intensidades de los tienen esta dirección, ambas hacia la línea, la diferencia de fase entre ellas será idealmente cero. En caso contrario, cuando una intensidad es entrante a la línea y la otra intensidad saliente de la línea, la diferencia de fase será idealmente de 180°.

En el caso de que la intensidad de secuencia negativa del extremo local o la suma de las secuencias negativas del extremo remoto esté por debajo de un nivel establecido no se podrá llevar a cabo la comparación entre ellas, el discriminador de falta no realizará ninguna clasificación y se establecerá 120° de diferencia.

Cuando el discriminador de falta identifica una falta interna, se inicia una orden de disparo.

*Conexión del neutro del secundario de los transformadores de intensidad*

La dirección de las intensidades que ve la protección diferencial depende de la conexión de los transformadores de intensidad. Normalmente, los transformadores de intensidad están conectados en estrella y la puesta a tierra puede estar del lado del elemento protegido, es decir, la línea, o del lado de barras. Si no se tiene en cuenta la conexión de los secundarios de los transformadores de intensidad puede ocurrir que la protección vea condiciones de falta interna cuando ocurre una falta externa.

### III.3.5. Protección diferencial de transformador (87T)

La protección diferencial de transformador considera como el elemento a proteger un transformador de potencia. Cuando en un transformador ocurren faltas internas se hace necesario la desconexión inmediata del transformador para evitar daños mayores y/o para preservar la estabilidad del sistema de potencia y la calidad del servicio.

Las protecciones diferenciales están basadas en la primera Ley de Kirchhoff, que dice que la suma vectorial de todas las intensidades que llegan a un nudo debe ser cero.

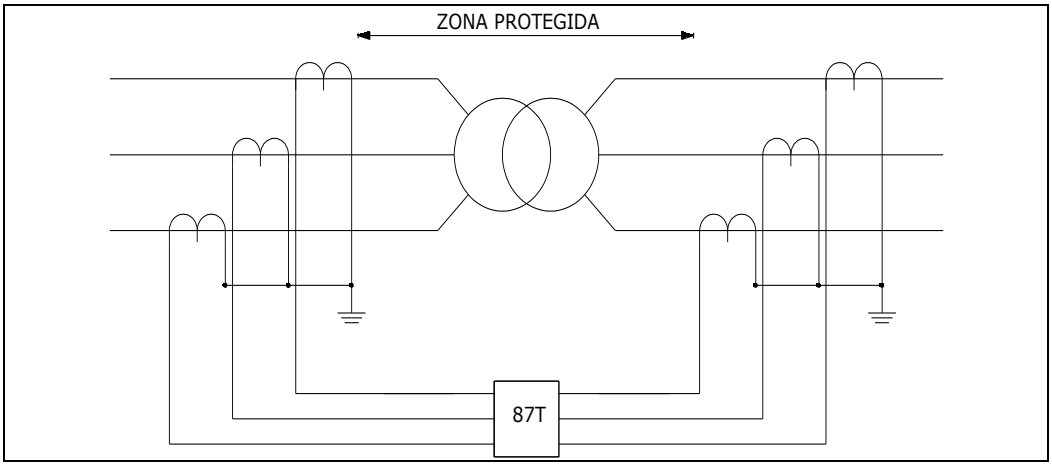



*Figura III.25. Esquema de protección diferencial de transformador*

**Principio de funcionamiento**

Si se consideran el elemento que hay proteger como un nudo y se instalan transformadores de intensidad en cada una de las entradas-salidas de dicho nudo la protección puede ser un simple relé de sobreintensidad que ordene disparo en el momento que esta no sea cero, lo que equivale a una falta interna.

En condiciones normales, es decir, sin anomalía en la zona comprendida entre los transformadores de intensidad, la corriente pasa a través del elemento protegido. Lo mismo ocurre en el circuito secundario de los transformadores. El equilibrio entre ambas corrientes secundarias no produce ninguna corriente diferencial donde está instalado el relé de intensidad.

*Frenado porcentual*

Sin embargo, una selectividad basada solamente en el valor de la corriente diferencial puede conducir a falsas operaciones de la protección. Para mejorar la selectividad de la protección diferencial, impidiendo actuaciones erróneas, utilizan las denominadas protecciones diferenciales de porcentaje. En ellas la decisión de operación se toma en base al valor relativo de la intensidad diferencial, con un valor mínimo absoluto igual a la intensidad de arranque ($I_{arranque}$). Su curva de operación se encuentra representada en la Figura III.26 y en ella se puede apreciar que operan solamente cuando la intensidad diferencial supera un determinado porcentaje del valor de la intensidad de frenado, que es definida como la media de las intensidades a la entrada y salida del elemente protegido. También es habitual que el tanto por ciento se tome sobre la base de la corriente a la salida del elemento protegido, que se conoce comúnmente con el nombre de intensidades de paso. Con esta función de frenado, se consigue insensibilizar el relé para los desequilibrios que pueden darse en caso de faltas externas; en cambio, el relé puede seguir actuando correctamente para faltas internas. Las pendientes más usuales están en el rango de 20 y 60 %.

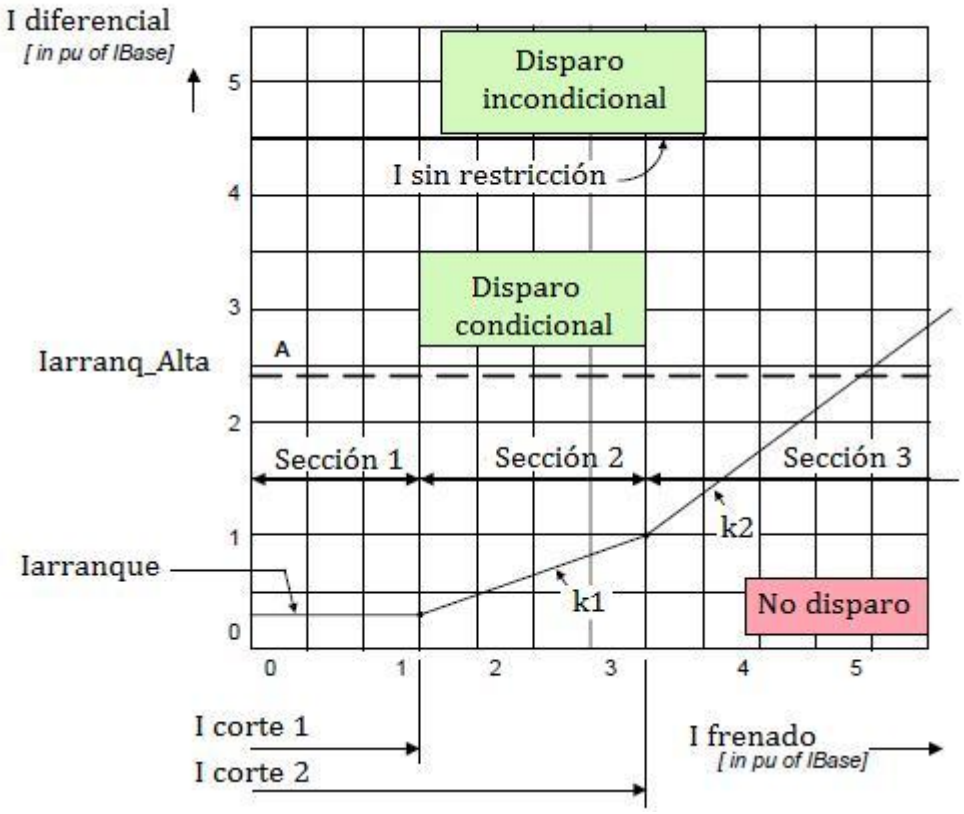



*Figura III.26. Característica de operación de la protección diferencial de transformador [12].*

*Frenado por armónicos*

Además, la función diferencial cuenta con un elemento de frenado por corrientes magnetizantes. En este caso, la mejora de la selectividad se consigue supeditando la operación de la protección al resultado del análisis de las componentes armónicas de la intensidad diferencial. Por ejemplo, durante el proceso de energización de un transformador, la corriente por el devanado conectado es mucho mayor, ya que tiene que aportar la energía necesaria para la magnetización del núcleo. Este hecho hace que aparezca una fuerte corriente diferencial y, si no se toman las precauciones oportunas, la unidad diferencial operará. Es un hecho conocido, sin embargo, que esta corriente de magnetización posee un alto contenido de 2º armónico, por tanto, extrayendo el 2º armónico de la corriente diferencial se desensibiliza la unidad de medida, de forma que a mayor contenido de 2º armónico, mayor es la corriente diferencial necesaria para la operación de la unidad. Además también analizada el contenido del 5º armónico para su frenado en caso de falda falta.

*Eliminación de la secuencia homopolar*

Para evitar actuaciones de la protección no deseadas para faltas exteriores, la secuencia homopolar de las corrientes diferenciales debe ser eliminada, debido a que a faltas externas pueden aparecer corrientes de secuencia homopolar en uno de los lados del transformador de potencia y provocar una corriente diferencial.

*Análisis Secuencia negativa intensidad diferencial*

Existe una posibilidad dentro de las protecciones diferenciales actuales de analizar la secuencia negativa de la intensidad diferencial. Este análisis lo realiza un discriminador de faltas que distingue entre faltas internas y externas. Su modo de trabajo es que compara el ángulo de fase de la corriente de secuencia negativa desde la zona 1 y con el ángulo de fase de la suma de las corrientes de secuencia negativa de la zona 2. La característica del discriminador de la falta está representada en la Figura III.27, donde la característica direccional es definida por dos parámetros.

Para realizar la correcta comparación, las magnitudes deben ser suficientemente elevadas. Para ello, existe un valor límite mínimo que se llama *IminNegSeq*, que suele valer entre 0,02 y 0,2 veces la $I_{base}$. Sólo si las magnitudes de las contribuciones a la intensidad de la secuencia negativa están por encima del valor límite pueden ser comparadas. El parámetro $\Phi_{Sec_Neg}$ (Ángulo de operación para secuencia negativa) representa la frontera entre falta externa o falta interna. Su valor tiene un rango desde ±30° hasta ±120° [12].

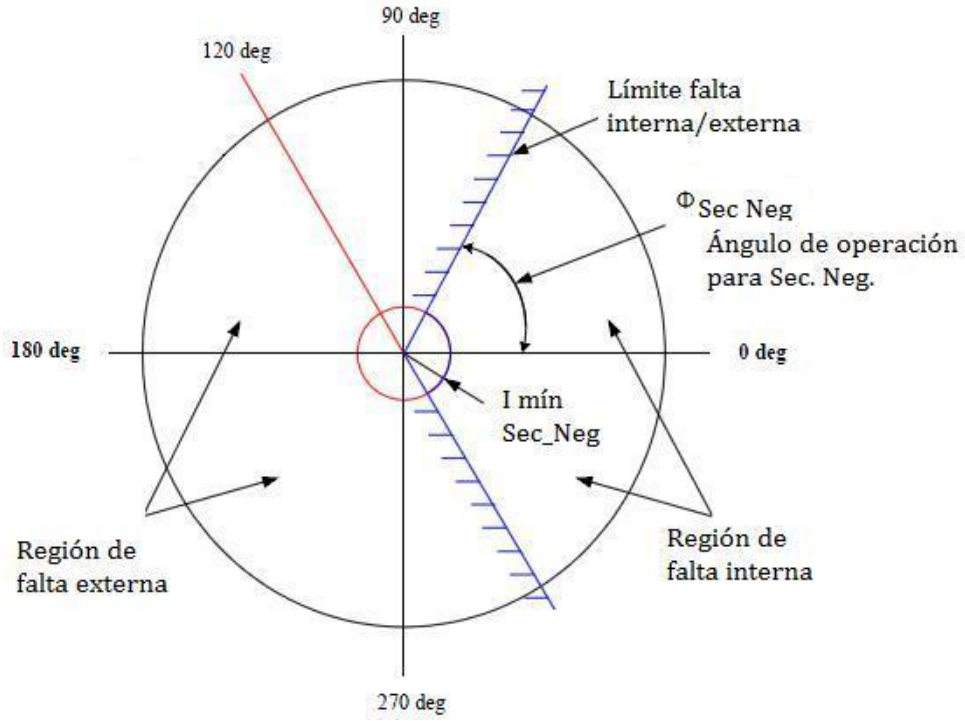



*Figura III.27. Característica operaciones del discriminador de faltas externas/interna [12].*

Si la condición anterior se cumple, el discriminador de faltas compara el ángulo de fase de las contribuciones de secuencia negativa de la zona 1 y de la zona 2 siguiendo dos reglas:

- Si las contribuciones de corriente de secuencia negativa de ambos lados están en fase, la falta es interna.
- Si las contribuciones de corrientes de secuencia negativa de ambos lados están desfasados 180°, la falta es externa.

En el caso de que una de ellas o ambas esté por debajo del nivel establecido, el discriminador de falta no realizará ninguna clasificación y se establecerá 120 grados de diferencia.

Por ejemplo, para una falta externa desequilibrada, idealmente las contribuciones de ambos lados a la corriente de secuencia negativa estarán a 180° y de igual magnitud, sin tener en cuenta la relación de transformación y el desfase introducido por el transformador de potencia. En la Figura III.28 se muestra la trayectoria por separado de los fasores de las corrientes de secuencias negativas de ambos lados para una falta externa.

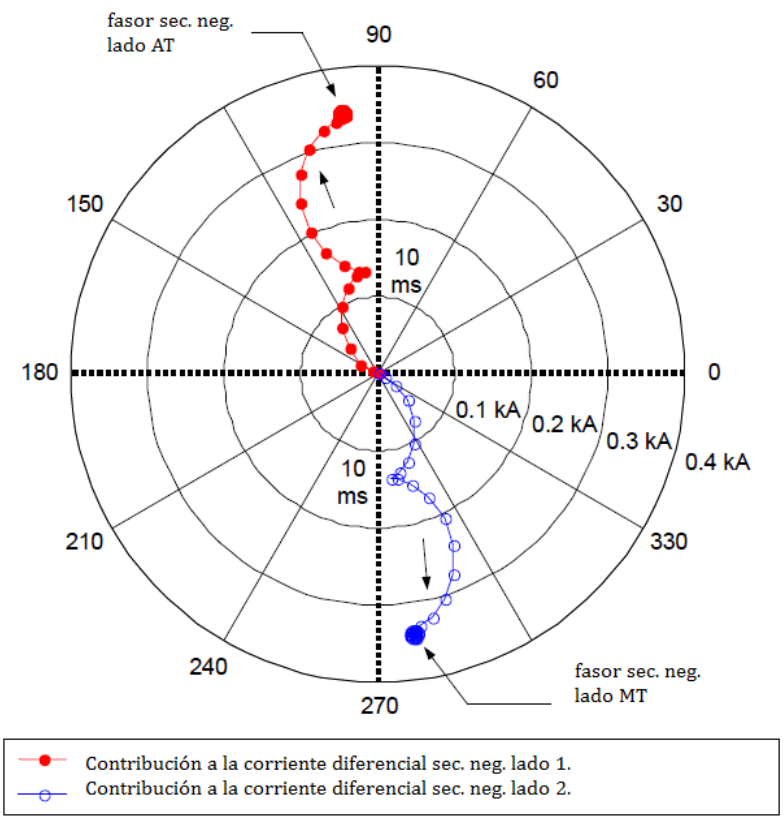



*Figura III.28 Trayectorias de los fasores de las contribuciones de los dos devanados de transformador a la corriente diferencial de secuencia negativa para falta externa [12].*

Durante una falta interna, idealmente el desfase será cero, pero debido a diferentes fuentes de secuencia negativa de los dos lados del transformador protegido puede ser diferente a ese valor cero. Sin embargo, durante fuertes faltas, la saturación de los transformadores de intensidad puede causar medidas diferentes a 180° para faltas externas y 0° para faltas internas. En la Figura III.29 se representa la trayectoria de los fasores de las corrientes diferenciales de secuencia negativa ante una falta interna fuerte con una saturación transitoria del transformador de intensidad de medida.

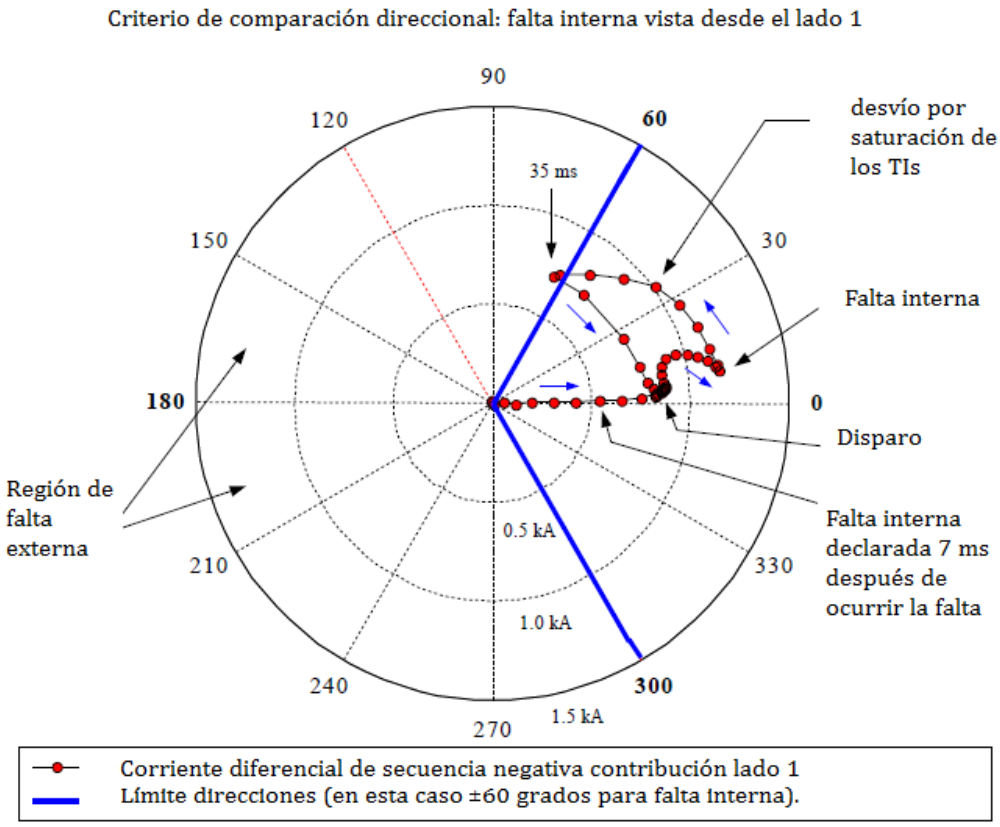



*Figura III.29. Operación para falta externa o interna del discriminador de faltas para falta interna con saturación de os transformadores de intensidad [12].*

Cuando una falta es clasificada como falta interna por el discriminador de faltas de secuencia negativa, se emite disparo bajo las condiciones de la rampa de la gráfica de las zonas de operación.

*Conexión del neutro del secundario de los transformadores de intensidad*

La protección diferencial de transformador debe tener en cuenta la conexión de los secundarios de los transformadores de intensidad de cada devanado del elemento protegido.

Las tres principales conexiones de los secundarios de los transformadores de intensidad son las mostradas en la Figura III.30.

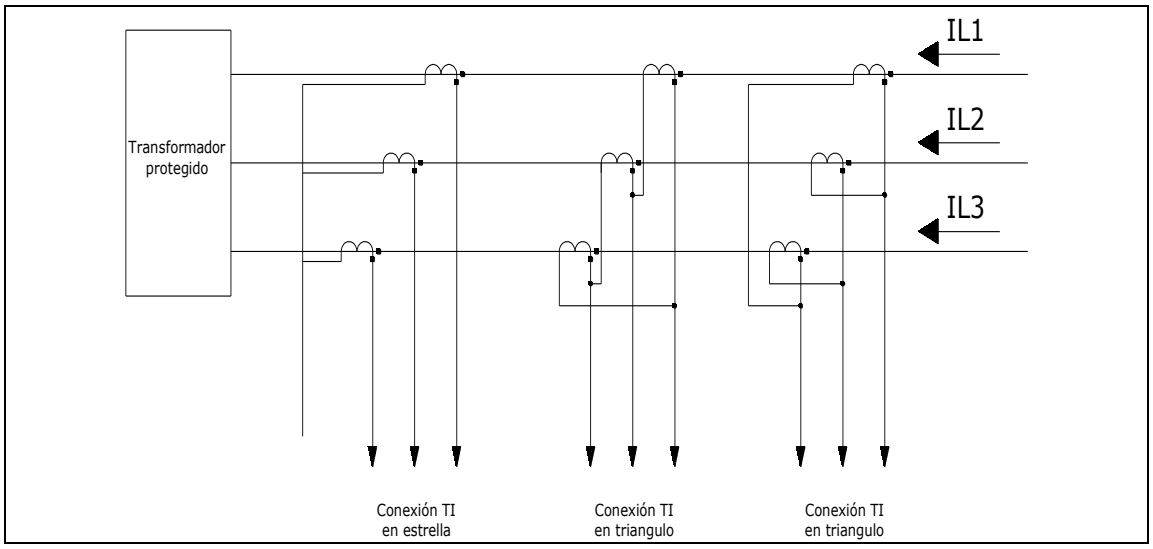



*Figura III.30. Conexiones comunes de los secundarios de los transformadores de intensidad*

La función diferencial de neutro debe tener en cuenta la conexión de los secundarios para poder compensarla en el cálculo de la intensidad diferencial.

Para conexiones en estrella de los transformadores de intensidad, las intensidades secundarias son directamente proporcionales y están en fase con las intensidades primarias.

Para conexiones en triángulo de los transformadores de intensidad, las intensidades secundarias son √3 mayores en comparación de la conexión es estrella. Además, esta conexión introduce un desfase de 30° o un adelanto de 30° con las intensidades primarias, dependiendo de la conexión del triángulo.

### III.3.6. Protección diferencial de barras (87B)

En las instalaciones eléctricas los diversos elementos de un mismo nivel de tensión están unidos a lo que se denomina *barras*, lo que permite una mayor flexibilidad en la explotación, con ayuda de seccionadores e interruptores.

Generalmente, cada terminal dispone de un interruptor, un *seccionador lado línea*, uno o dos seccionadores *"lado barras"* y un seccionador de puesta a tierra. Además, en algunos casos las barras se pueden partir mediante seccionadores o interruptores automáticos.

Se considera *Falta en Barras* aquella que se produce en la zona comprendida entre los transformadores de intensidad de los distintos terminales que confluyen a las barras.

A pesar de que las faltas en barras son poco frecuentes, sus efectos sobre el sistema son más graves que los producidos por faltas en líneas, generadores, etc. debido a los siguientes factores:

- Una avería en una barra supone la pérdida del servicio de varios equipos.
- Las barras poseen una gran potencia de cortocircuito, con lo que los desperfectos en aparamenta se hacen considerables.
- Toda falta en barras precisa la desconexión rápida de todos los terminales que aportan corriente a la falta. De no ser así, se podrían producir disparos en los extremos remotos de los terminales debido a la actuación de sus protecciones de reserva.

En función de la importancia de las barras, determinada por el nivel de tensión, se aplican distintos métodos de protección, de los cuales, el más generalizado es el de protección diferencial.

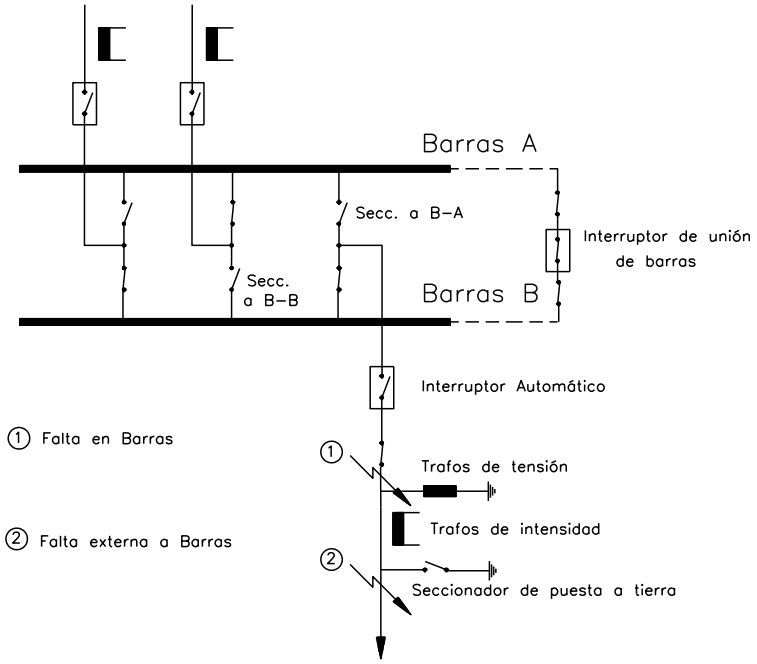



*Figura III.31.- Falta en barras*

**Principio de funcionamiento**

El problema radica en asegurar una adecuada estabilidad en faltas externas que ocasionen saturación de los transformadores de intensidad.

Los algoritmos de protección se basan en dos principios de medición que han sido aplicados con éxito en los sistemas precedentes de protección de barras de los cuales utilizan el principio de protección de barras de baja impedancia:

- Una medida de la corriente diferencial estabilizada.
- La determinación de la relación de fase entre las corrientes de los alimentadores (comparación de fase).

Los algoritmos procesan los vectores de corriente complejos los cuales se obtienen por análisis de Fourier y que contienen solamente el componente de la frecuencia fundamental. Se suprimen las componentes de corriente continua y armónicas superiores.

El primer principio de medición utiliza un algoritmo de corriente diferencial estabilizada. Las corrientes se evalúan individualmente para cada fase y por cada sección de barras (zona de protección).

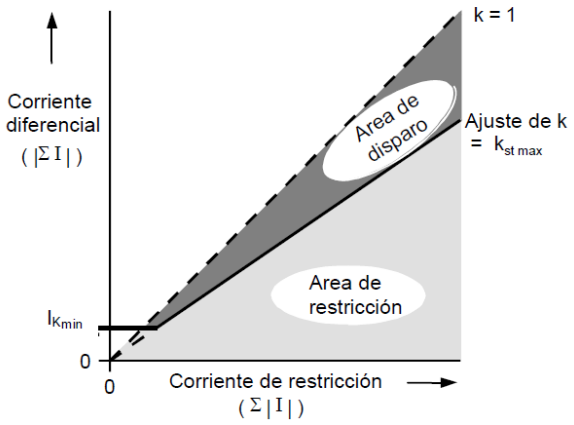



*Figura III.32. Característica de disparo de corriente diferencial estabilizada [13].*

En la figura III.32 la corriente diferencial es:

$$I_{dif} = \left| \sum_{n=1}^{N} I_{L_N} \right|$$

Y la corriente de restricción es:

$$I_{rest} = \sum_{n=1}^{N} \left| I_{L_N} \right|$$

donde N es la cantidad de alimentadores. Para que se detecte una falla interna se deben cumplir las siguientes dos condiciones:

$$k_{st} = \frac{I_{dif}}{I_{rest}} > k_{st\,max}$$

$$I_{dif} > I_{k\,min}$$

donde

$k_{st}$: factor de estabilización

$k_{st\,max}$: factor límite de estabilización. Un valor típico de $k_{st\,max} = 0{,}8$

$I_{k\ min}$: valor de corriente diferencial de arranque

El segundo principio de medición determina la dirección del flujo de energía e involucra la comparación de fases de las corrientes de todos os alimentadores conectados a una sección de barras.

Se comparan los fasores de corriente de la frecuencia fundamental ϕ1…n. En caso de una falla interna, todas las corrientes de los alimentadores tienen aproximadamente el mismo ángulo de fase, mientras que durante operación normal o durante una falla externa al menos una corriente está desfasada aproximadamente 180° comparada con las otras [13].

$$\varphi_n = arctan\left[\frac{Im(I_{L_N})}{Re(I_{L_N})}\right]$$

### III.3.7. Protección subtensión/sobretensión (27/59)

Los relés de sobretensión y tensión mínima (subtensión) actúan ante valores de la tensión superiores o inferiores, respectivamente, a un valor de ajuste. Los de sobretensión se energizan cuando el valor de tensión supera al de ajuste y los de mínima tensión se desenergizan cuando cae por debajo.

*Protección de subtensión*

La protección se subtensión evita que los elementos sensibles estén sometidos a condiciones que pudieran causar su sobrecalentamiento y de esta forma constituye una herramienta útil en los circuitos de procesos de automatización loca o remota en el sistema de potencia.

*Protección de sobretensión*

La protección se sobretensión se usa para proteger el equipo y su aislamiento contra sobretensión. De esta forma se evita el daño al equipo en el sistema de potencia y el acortamiento de su duración de vida.

La función de protección de sobretensión temporizada se utiliza principalmente en redes de distribución, fundamentalmente como protección de apoyo, siendo su finalidad el asegurar la desconexión de las faltas a tierra. La temporización de estos relés es del orden de 3 a 10 segundos, con lo cual evitamos cualquier problema de selectividad con otras protecciones ante posibles cortocircuitos.

**Principio de funcionamiento**

*Protección de subtensión*

La protección de subtensión de fase mide permanentemente las tres tensiones de fase e inicia las señales de salida correspondientes si la tensión de fase medida está por debajo del valor preajustado ($U_{arranque}$) y se mantiene alta durante la temporización. Esta función también suele detectar las fases afectadas que dieron lugar a la operación.

*Protección de sobretensión*

La protección de sobretensión de fase mide permanentemente las tres tensiones de fase e inicia las señales de salida correspondientes si la tensión de fase medida excede del valor preajustado ($U_{arranque}$) y se mantiene alta durante la temporización. Esta función también suele detectar las fases afectadas que dieron lugar a la operación.

La protección se sobretensión residual calcula la tensión residual ($3U_o$) a partir de las tres tensiones de fase e inicia las correspondientes señales de salida si la tensión residual es superior al valor preajustado.

### III.3.8. Protección de frecuencia (81)

En los sistemas eléctricos de potencia, la frecuencia es una de las magnitudes que definen la calidad del servicio. Para mantenerla estable, es necesario que exista permanentemente un equilibrio entre generación y consumo. En caso de romperse este equilibrio, se hace necesario tomar acciones inmediatas sobre la red, y para ello se utilizan relés de frecuencia.

**Principio de funcionamiento**

Los relés de frecuencia presentan las siguientes aplicaciones básicas:

- *Deslastre de cargas:* Un sistema eléctrico verá deteriorada su operación si existe un exceso de carga en relación con la generación. En esta situación, las máquinas asociadas a los generadores (turbinas) tenderán a frenarse, haciendo el sistema eléctrico cada vez más inestable debido a la disminución de la frecuencia, lo que también puede dañar a los propios generadores.

  El mayor peligro de esta situación, es el daño que se pueda ocasionar a las turbinas al tener una operación prolongada a frecuencia reducida en una situación de sobrecarga severa.

  Para prevenir el colapso del sistema, se usan relés de mínima frecuencia para realizar un deslastre automático de cargas y equilibrar así la generación con la carga en el área afectada.

- *Reposición de cargas:* Si el sistema de deslastre de cargas ha sido aplicado con éxito, el sistema eléctrico se estabilizará y la frecuencia será otra vez la nominal (50 Hz), debido a la acción de los reguladores de velocidad.

  Es posible la implementación de un sistema automático de reposición de cargas que hayan sido desconectadas, mediante relés de máxima frecuencia. De esta forma, cuando la frecuencia de la red sea muy cercana a la nominal, se conectarán las cargas que hayan sido desconectadas por acción de los relés de mínima frecuencia.

  Esta recuperación de cargas debe hacerse de forma lenta (con tiempos del orden de varios minutos) para evitar que puedan producirse oscilaciones en la frecuencia al conectar cargas que por su magnitud pudieran dar lugar a descensos

## III.4. *TIPOS DE AUTOMATISMOS*

Los automatismos es un conjunto de mecanismos eléctricos y electrónicos que sirven para automatizar un proceso. En la protección de redes eléctricas nos encontramos con dos automatismos como son el autoreenganche y el sincronismo.

### III.4.1. Reenganchador

Del análisis de las faltas en las líneas aéreas eléctricas de Alta Tensión y Media Tensión se desprende que en torno a un 80-90 % son de tipo transitorio. Esto significa que en la mayoría de las faltas que se producen en una línea eléctrica, si se abre esta inmediatamente y se espera un tiempo suficiente para permitir la desionización del arco eléctrico, el cierre del interruptor permitirá reenergizar la línea con éxito.

Una falta transitoria, como el contorneo de un aislador, se elimina inmediatamente abriendo uno o más interruptores para aislarla. Normalmente, una falta de este tipo no se reproduce cuando se vuelve a energizar la línea.

La causa más común de una falta transitoria son las descargas atmosféricas, otras posibles causas pueden ser el movimiento de las líneas ocasionados por el viento y el contacto temporal de objetos extraños.

El resto de faltas 10-20 % son faltas de tipo permanente o semi-permanente, como puede ser la rotura de conductores.

Esto significa que en la mayoría de las faltas que se producen en una línea aérea si se ésta abre inmediatamente y se espera un tiempo suficiente para permitir la desionización del arco eléctrico, el cierre del interruptor permitirá reenergizar la línea con éxito.

El reenganchador automático es un método bien establecido para reponer el servicio de una línea de potencia después de una falta transitoria en la misma, siendo causa de una mejora sustancial en la continuidad del suministro.

Cuando la línea de potencia es desconectada por la operación de la protección de línea y de los interruptores de línea, el arco se desioniza y la tensión se repone a un ritmo variable. Es por tanto necesario un cierto tiempo muerto en la línea. El servicio de la línea puede entonces ser restablecido por el automatismo de reenganchador automático en los interruptores de línea. La duración del tiempo muerto se debe seleccionar de modo que proporcione una buena probabilidad de desionización del arco de falta y permita que el reenganche pueda tener lugar con éxito.

En caso de una falta permanente, la protección de línea disparará de nuevo al reenganchar para despejar la falta [5].

### III.4.2. Sincronismo

La función de comprobación de sincronismo se usa para el cierre controlado de un interruptor en una red ya interconectada. La función de sincronismo supervisa las órdenes de cierre y reenganche trifásico del interruptor. Cuando se hace uso de ella, la función da una señal de permisividad y para ello supervisa las señales de tensión (modulo, fase y frecuencia) a ambos lados del interruptor. Cuando hay un circuito en paralelo establecido, la frecuencia es normalmente la misma a ambos lados del interruptor abierto. En caso de oscilaciones de potencia, después de, por ejemplo, de una falta en la línea, aparece una diferencia oscilante. A través del interruptor abierto puede haber una diferencia en amplitud de tensión y ángulo de fase debido a la caída de tensión en el circuito o circuitos en paralelo.

La conexión de dos sistemas fuera de sincronismo equivale a un cortocircuito trifásico cuyas proporciones dependerán de la diferencia de las tensiones en el momento del cierre, así como de las potencias de cortocircuito en los dos subsistemas. Este hecho obliga a tomar una serie de precauciones antes de proceder al cierre del interruptor, bien automáticamente (por medio del reenganchador) tras una falta en la línea, o bien de manera manual [5].

Las principales aplicaciones del relé de sincronismo son:

- La conexión de un generador a la red.
- El restablecimiento de la conexión entre dos partes de la red.
- El cierre de un interruptor.

**Principio de funcionamiento**

La función de comprobación de sincronismo mide la diferencia entre la tensión de barras y la tensión de línea en los que se hace referencia a la tensión $U_{DIF}$, ángulo de fase ($\phi_{DIF}$). La función opera y permite el cierre del interruptor cuando se cumplen simultáneamente las siguientes condiciones:

- Las tensiones $U_{LÍNEA}$ y $U_{BARRAS}$ son superiores al valor ajustado.
- Las diferencias en la tensión y ángulos de fase son menores que los valores ajustados, $U_{DIF}$ y $\phi_{DIF}$.
- La diferencia en frecuencia es menor que el límite ajustado para la diferencia de frecuencia. La frecuencia en barras debe encontrarse también dentro de una gama de ±5 Hz respecto a la frecuencia nominal.

La función puede ser usada como una condición a ser satisfecha antes de que el interruptor pueda ser cerrado con maniobra local o mediante la función del reenganche automático.

Se considera que barras o líneas están energizadas cuando su valor es superior al 80% (límite de tensión alta) y en cero o desenergizadas cuando su valor está por debajo del 30 % (límite de tensión baja) de su valor nominal.

Mientras en ajustes no se especifique lo contrario se contemplará también la posibilidad de cierre en las siguientes circunstancias de energización:

- Operación de energización: Para la condición de permiso de cierre se debe tener un cero en barras y tensión en la línea o cero en línea y tensión en barras.

En algunos casos particulares la condición de cierre se puede establecer sólo para una de las dos condiciones. Por ejemplo, en el caso de un parque eólico en el lado del parque la condición de energización es admisible cuando la línea está energizada y barras muertas. Mientras que en el lado de la subestación la condición es opuesta, esto es, línea muerta y barras vivas.

- Con cero en barras y en línea, utilizado sólo para dar permiso de cierre manual.

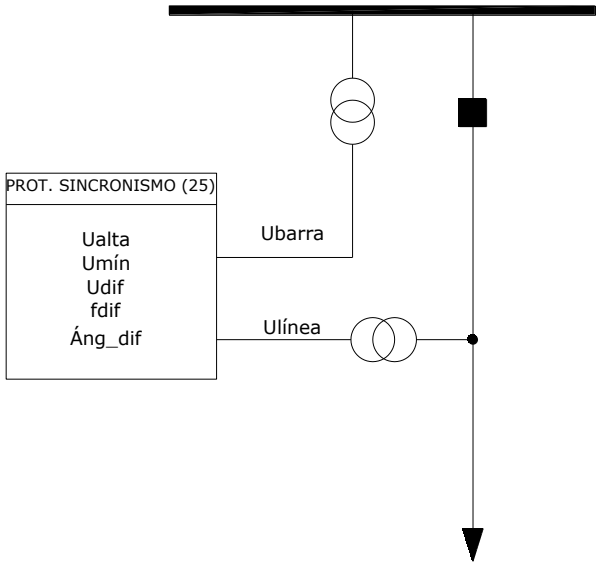



*Figura III.33. Comprobación de sincronismo*

## III.5. *SISTEMAS DE TELEPROTECCIÓN*

Una de las partes más importantes en una subestación eléctrica es el control y protección de las líneas eléctricas. Para ello existen equipos muy sofisticados con muchos sensores y continuamente están midiendo cientos de parámetros de la línea. Los sistemas de teleprotección se utilizan para que los sistemas de protección, uno en cada extremo de la línea, se comuniquen y que lo hagan lo más rápido posible.

El funcionamiento es sencillo, cuando un sistema de protección detecta un posible fallo en la línea se lo tiene que decir a su homólogo en el otro extremo, mediante el envío de comandos a través de nuestros equipos, tiempos de transmisión por debajo de 5ms. De este modo el comando llega antes que el pulso de Alta tensión (50Hz) dando tiempo a que el sistema actué. Por tanto, las principales características de los sistemas de teleprotección son la rapidez y la fiabilidad. Estos sistemas se conectan también a los equipos de comunicaciones instalados.

### III.5.1. Sistemas de telecomunicaciones

Los sistemas de telecomunicación utilizados por los sistemas de teleprotección se pueden clasificar en función del medio a través del cual se realiza la transmisión. Los posibles medios de comunicación son los siguientes: hilos piloto, onda portadora sobre la propia línea, radioenlace y fibra óptica, enlace telefónico, red telefónica conmutada, circuitos dedicados, servicios de telefonía móvil automática y enlaces vía satélite.

A continuación se detallan los principios básicos de cada una de ellas:

**Hilos pilotos**

El soporte de Hilo Piloto consiste en un par de hilos, que pueden ir dispuestos en línea aérea o en cables subterráneos. Estos hilos están totalmente aislados de los conductores de energía y suministran un enlace metálico directo entre los extremos de la línea protegida. Se utilizan generalmente para la transmisión de señales analógicas, tales como intensidades de protecciones diferenciales y valores de fase para comparación entre dos subestaciones en extremos de una línea.

En cuanto a las ventajas del uso de hilos piloto podemos destacar:

- Alta disponibilidad debido a un elevado tiempo medio entre fallos.
- Coste relativamente bajo, aún más cuando el cable se emplea para otros propósitos.
- Alta fiabilidad.
- Pequeña inducción desde las líneas de potencia si se utilizan rutas separadas.

Las desventajas de este medio son:

- Alta sensibilidad para tensiones inducidas en caso de faltas y rayos.
- Los cables enterrados están expuestos a rotura debido a excavaciones.
- Longitud de línea limitada para mantener el ancho de banda y un tiempo de transmisión corto.
- Coste elevado de los cables nuevos, especialmente los subterráneos.

**Ondas portadoras (PLC)**

Sistema que emplea la línea eléctrica como medio físico de transmisión. La longitud de línea cubierta por un enlace PLC es de varios cientos de kilómetros, en contraste con los 100 o 150 metros que pueden llegar a cubrir los hilos piloto.

Este sistema de comunicación envía señales de baja energía en alta frecuencia superpuestas a la onda de 50 Hz de los conductores del circuito de potencia. El acoplamiento a la línea puede realizarse fase-tierra o fase-fase, aunque este último es el más recomendado al garantizar una mejor recepción de la señal. Podemos ver un acoplamiento fase-tierra en la Figura III.34.

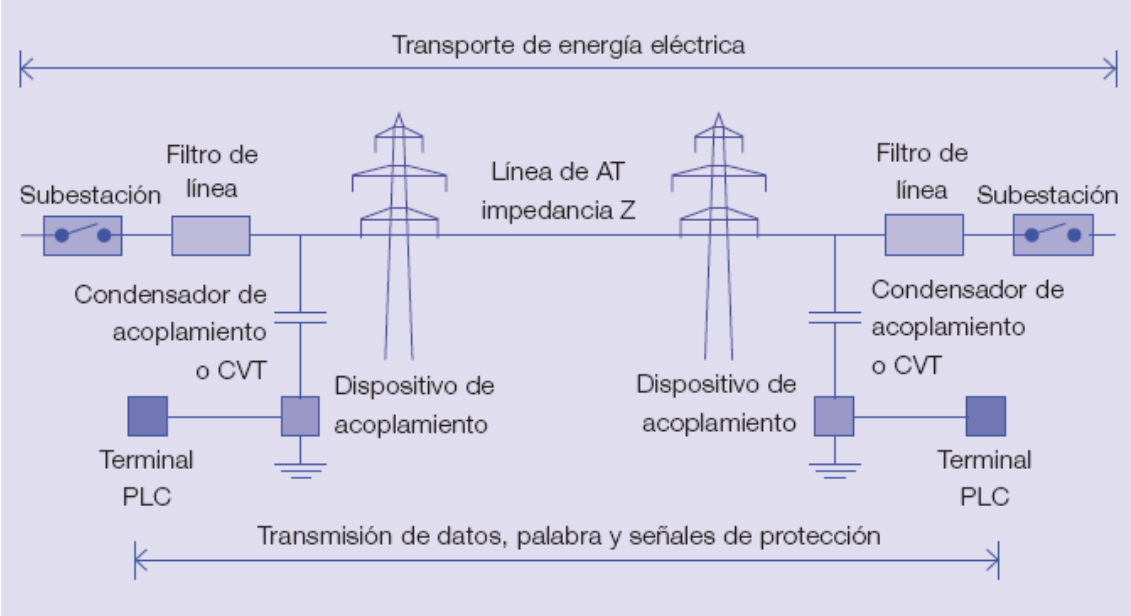



*Figura III.34 Sistema de Onda Portadora*

Las ventajas de los enlaces de comunicación PLC usados para teleprotección son las siguientes:

- Las líneas aéreas son normalmente un medio de transmisión fiable.
- Cada enlace puede cubrir largas distancias de cientos de kilómetros.
- La transmisión se realiza entre dos subestaciones interconectadas para propósitos de teleprotección.
- Elevado tiempo medio entre fallos.

En cuanto a las desventajas destacan:

- El alto nivel de ruido impulsivo generado por faltas en líneas, rayos y maniobras en seccionadores e interruptores.
- Limitación en la banda de frecuencia disponible, al igual que en el número de enlaces PLC que pueden trabajar en una red dada.
- Ancho de banda limitado (4kHz).
- Atenuación adicional en caso de una falta en la línea.

**Radio**

Este tipo de sistemas utiliza ondas electromagnéticas de radio como soporte para la transmisión de información. No necesita medio físico adicional y los equipos de radio son baratos. Si se estropean, los tiempos de reparación son cortos. Permiten el uso de

sistemas con un gran ancho de banda, es decir, pueden transportar mucha información por unidad de tiempo.

Las señales de radio se atenúan al propagarse por el espacio en todas las direcciones, por tanto, las antenas emisoras y receptoras deben ser diseñadas para concentrar la potencia en la dirección correcta. La propagación se ve muy afectada por el medio ambiente natural y la climatología.

Se emplea este sistema cuando es aconsejable económicamente o cuando los enlaces PLC no ofrecen la capacidad de canales necesaria.

La unión entre dos subestaciones puede realizarse con un solo enlace o por varios enlaces usando repetidores. Estos repetidores se emplean cuando no existe visión directa entre los terminales o si la distancia es demasiado grande para un único enlace.

Las ventajas de un enlace de radio son:

- Gran ancho de banda
- Alta fiabilidad y gran tiempo medio entre fallos
- Transmisión no influenciada por ruido en la red debido a faltas

Los inconvenientes de este sistema de comunicación son los siguientes:

- El coste aumenta y la fiabilidad decrece cuando se deben utilizar repetidores

**Fibra Óptica**

Actualmente las fibras ópticas están incrementando su importancia debido a sus buenas propiedades tales como la no influencia de interferencias eléctricas ni de otros sistemas de comunicación.

La fibra óptica actúa como un tubo por donde la luz transmitida por su interior es totalmente reflejada por las paredes. Posee un núcleo de cristal dentro de una envolvente con un coeficiente de refracción mucho menor que el núcleo que permite una reflexión total. Actualmente se utilizan cristales de silicio muy puros.

Un enlace de fibra óptica consiste esencialmente en un transmisor óptico, una fibra guía de la luz como medio de transmisión y un receptor óptico. Se utilizan como elementos de transmisión diodos LED o semiconductores láser. Podemos ver esta idea de forma esquemática en la Figura III.35:

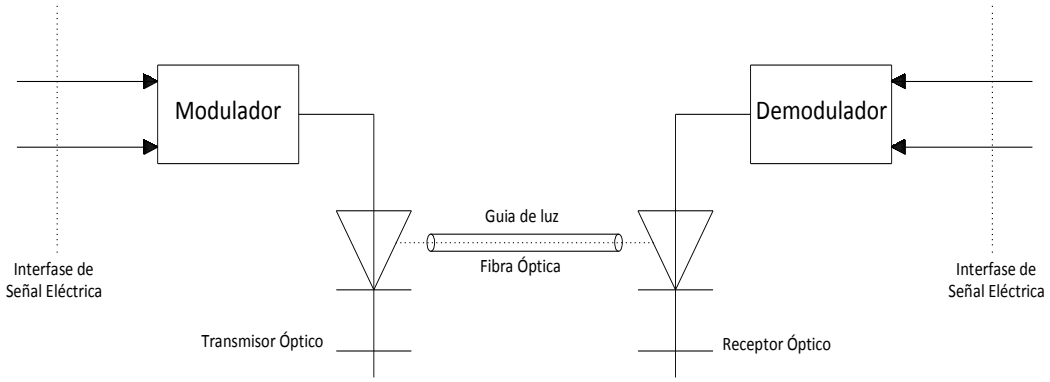



*Figura III.35. Esquema de comunicación con fibra óptica*

Los tipos de fibras ópticas se pueden clasificar en dos grupos diferenciados:

- *Fibra Monomodo*: el diámetro del núcleo es muy pequeño (5 - 15 μm). Dentro de esta fibra solamente se propaga un modo de transmisión como se puede ver en la figura.

- *Fibras Multimodo*, con diferentes diseños:

  *Tipo índice gradual:* el diámetro del núcleo está entre 40 y 100 μm. El índice de refracción variará dentro del núcleo forzando la mayor luminosidad hacia el interior del núcleo.

  *Tipo índice por escalón:* El diámetro es del mismo tamaño que el tipo anterior, pero los diferentes modos de transmisión se reflejan de la pared del núcleo.

A continuación podemos ver las diferencias entre estos dos tipos de fibras ópticas Multimodo.

En cuanto a las ventajas que presentan los enlaces de fibra óptica destacan:

- Insensibilidad absoluta a interferencias de los campos eléctricos y magnéticos, producidos por descargas en los aisladores, efecto corona, rayos, transmisiones de radio, etc.

- Aislamiento absoluto entre los equipos de alta tensión y los equipos de telecomunicación

- Gran ancho de banda

- Alta velocidad de transmisión

Las desventajas de este sistema de comunicación son:

- Se deben utilizar repetidores para largas distancias
- La rotura de una fibra causa la pérdida de una gran cantidad de información
- La instalación de los cables para telecomunicaciones es costosa

### III.5.2. Esquemas de teleprotección

En el sistema de protección, el objetivo primordial es el disparo en los extremos de la línea en falta, y en un tiempo inferior al máximo admisible. Dependiendo de este valor, podrán utilizarse protecciones sin enlace, no instantáneas en el 100 % de la línea, o con enlace, generalmente para garantizar la coordinación de las protecciones y cuando se decida reducir el tiempo de actuación [17].

En función del esquema de comunicación, se puede realizar la clasificación de los siguientes sistemas de protección:

- *Protecciones sin enlace de comunicación.*
  - Protección distancia.
  - Protección de sobreintensidad direccional
- *Protecciones con enlace de comunicación.*
  - Protección unitaria: es aquella cuyo funcionamiento y selectividad de zona dependen de la comparación entre magnitudes eléctricas en ambos extremos de la línea. A esta categoría pertenecen:
    - Protección diferencial longitudinal
  - Protección no unitaria: su actuación depende de la medida de las magnitudes eléctricas medidas en un extremo y del intercambio de señales lógicas entre los extremos, Se distinguen como más habituales las siguientes:
    - En subalcance
      - Con interdisparo
      - Permisivo
    - En sobrealcance
      - Permisivo

- A bloqueo

- Comparación direccional

A continuación se describe el funcionamiento de los sistemas citados anteriormente. Normalmente, los sistemas en subalcance y sobrealcance son esquemas de protección de distancia, mientras que los de comparación direccional no lo son.

**Sistema de protección en subalcance con interdisparo**

En este sistema de protección se emite una señal al detectar una falta en subalcance (zona 1) en la dirección hacia delante. Con la recepción de la señal en el otro extremo se inicia el disparo, de forma independiente al estado de las protecciones locales. Este sistema de protección apenas se utiliza en la red, debido a su menor fiabilidad.

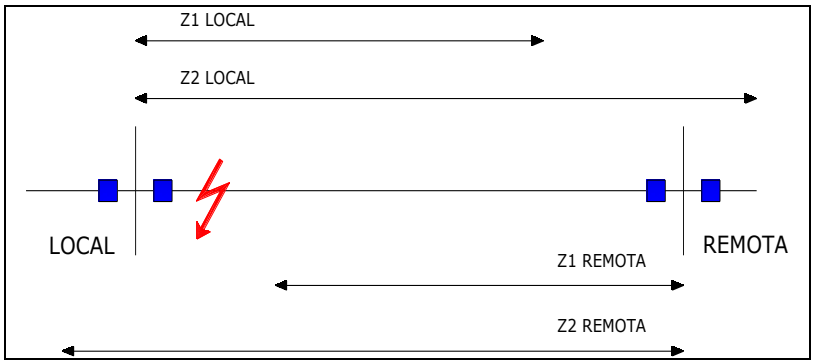



*Figura III.36. Sistema de protección en subalcance con interdisparo [17].*

En la Figura III.36 se ilustra su actuación, la detección de falta en zona 1 de la protección local inicia el disparo en la posición local y la transmisión de una señal al extremo remoto. La recepción de la señal en el terminal remoto iniciará el disparo de la protección, independientemente del estado de las funciones de protección en el extremo remoto.

**Sistema de protección en subalcance permisivo**

Cuando la protección detecta una falta en subalcance transmite una señal. La recepción de la señal en el otro extremo y la detección de falta en sobrealcance inician el disparo.

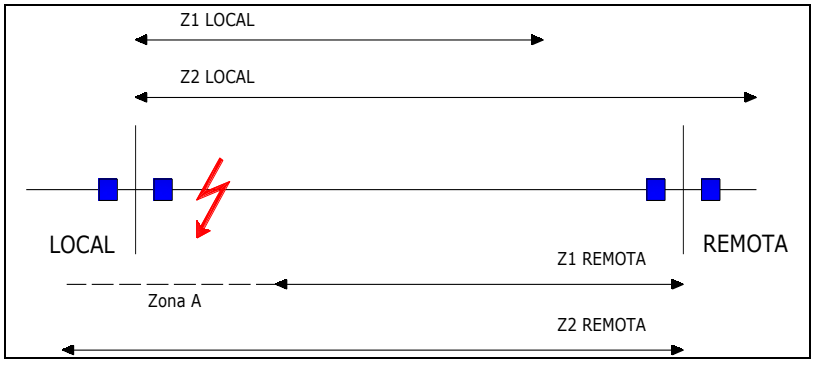



*Figura III.39. Sistema de protección en subalcance con aceleración [17].*

Ante una falta en la primera zona de protección como la situación mostrada en la Figura A3.39, el terminal envía una señal al extremo remoto. A la recepción de dicha señal, el terminal remoto, siempre que se encuentre bajo la condición de falta en zona 2, inicia de forma instantánea el programa de disparo sin necesidad de que transcurra el tiempo ajustado con el parámetro de temporización asociado a la zona 2 del terminal remoto.

**Sistema de protección en sobrealcance permisivo**

Sistema de protección, en el cual se transmite una señal cuando la protección detecta una falta en sobrealcance. La recepción de la señal en el otro extremo permite que la protección en sobrealcance local inicie el disparo.

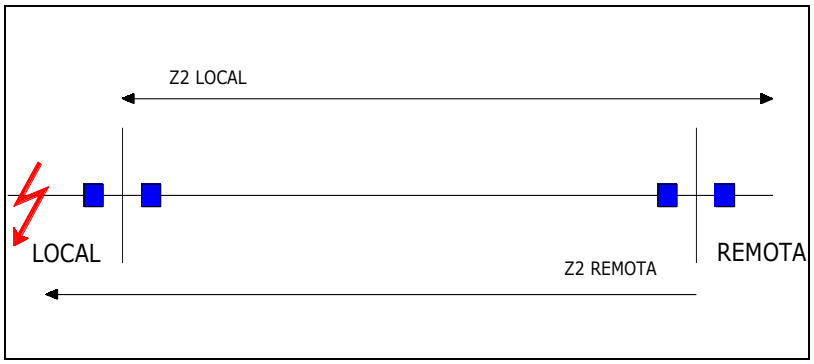



*Figura III.40. Sistema de protección en sobrealcance permisivo [17].*

Este esquema de comunicación se emplea en líneas con zonas de protección en sobrealcance cubriendo la línea.

En la Figura III.40 se ilustra la actuación de este sistema de protección. La falta es detectada en zona 2 de la protección remota, emitiendo señal. La protección local dará orden de disparo al detectar falta en su zona 2 y haber recibido señal del extremo remoto.

**Sistema de protección de bloqueo en sobrealcance**

Se transmite una señal cuando se detecta una falta externa hacia atrás. Si no se produce la recepción de la señal de bloqueo en el extremo remoto y éste detecta falta en sobrealcance se dará orden de disparo instantáneo aunque el disparo la segunda zona 2 debe tener una temporización suficiente para permitir la recepción de la señal de bloqueo. Este esquema requiere el ajuste de zonas de protección de distancia en la dirección hacia atrás y el alcance de éstas debe ser mayor que el de la zona 2 de la protección remota.

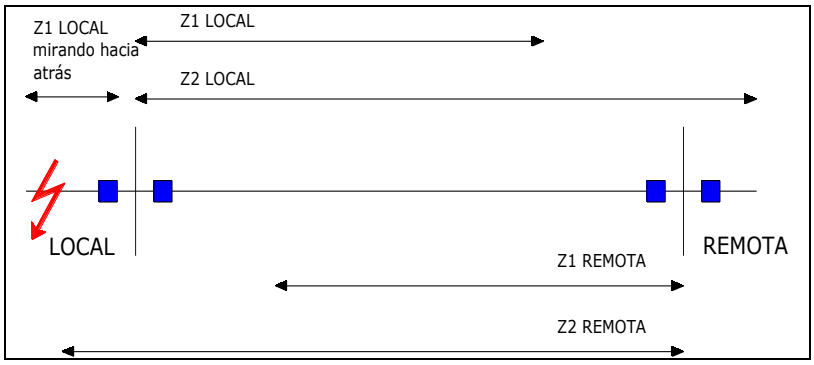



*Figura III.41. Sistema de protección de bloqueo en sobrealcance [17].*

La protección remota da orden de disparo ante una falta detectada en su zona 2 si no recibe señal de bloqueo del otro extremo (el local en el ejemplo), la señal se emite cuando falta está fuera de la propia línea protegida. La señal de bloqueo es enviada por la protección que detecta una falta en la dirección hacia atrás, como la protección local mostrada en la Figura III.41, y evita el disparo por faltas en líneas adyacente.

**Comparación direccional**

Sistema de protección que consiste en la comparación en cada extremo de la línea de medidas de ángulo, con referencia de intensidad o tensión locales. Es un sistema de protección que no es de distancia, y que actúa en sobrealcance.

# *Anexo IV.*

## *CRITERIOS DE ACTUACIÓN DE PROTECCIONES*

### IV.1. *INTRODUCCIÓN*

Se debe configurar cada función de protección para garantizar el mejor funcionamiento posible del sistema eléctrico en todos los modos de funcionamiento.

La filosofía general de aplicación de los relés y equipos de protección es dividir el SEP en zonas que puedan ser protegidas adecuadamente por equipos apropiados. Las zonas deberán ser desconectadas de la red en un tiempo muy corto, causando la mínima anormalidad en la parte del sistema que permanezca en servicio.

Podemos dividir los equipos de protección que comprenden cada zona en dos tipos:

- Protecciones primarias.
- Protecciones de respaldo.

Las protecciones primarias son las que actuarían en primaria instancia y están diseñadas desconectar de la red solamente el elemento en falta cuando ésta ocurra. Si la falta no ha sido despejada por la protección primaria deberá actuar la protección de respaldo que en casi todos, para aislar la falta, desconectará una mayor parte del sistema.

***Protecciones primarias***

Se diseñan para que operen con gran rapidez ante cualquier tipo de falta que se produzca.

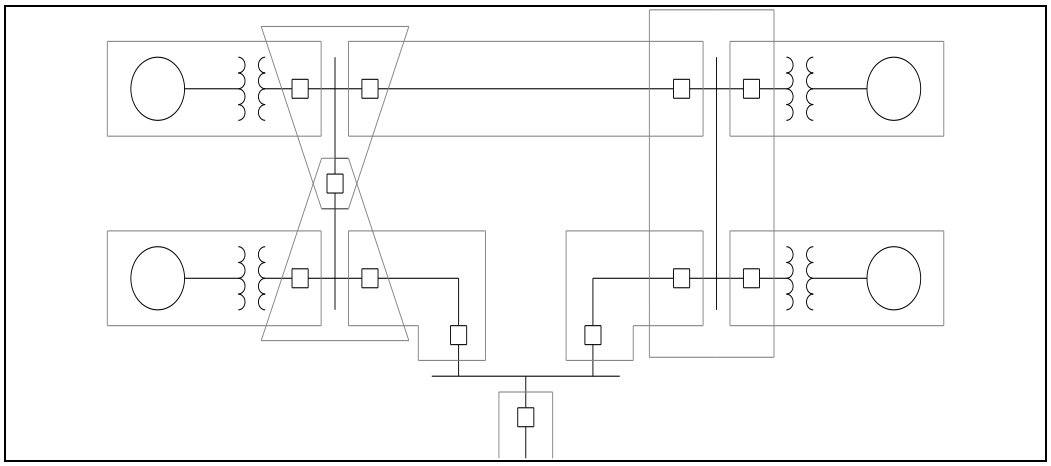


*Figura IV.1. Esquema unifilar de un sistema dividido en zonas de protecciones primarias*

En la Figura IV.1 pueden verse las zonas de actuación de las protecciones primarias de un sistema eléctrico de potencia (SEP). Las líneas finas separan cada zona de protección enmarcado cada elemento del sistema, tales como generadores, transformadores, barras y líneas de transporte. La zona incluye el elemento del sistema y los interruptores que conectan dicho elemento al sistema. Si ocurre una falta en una zona de protección primaria, los relés de protección provocarán el disparo de todos los interruptores comprendidos dentro de la zona.

Las zonas de protección están dispuestas de forma que haya un solape alrededor de los interruptores, con el propósito de eliminar la posibilidad de que haya espacios muertos o áreas no protegidas.

***Protecciones de respaldo***

Las protecciones de respaldo, también denominadas de apoyo, se instalan para cubrir tanto los posibles fallos en los propios equipos de las protecciones primarias como los posibles fallos del interruptor o interruptores que accionan. La protección de respaldo debe ser instalada de forma que cualquier causa que produzca en un momento dado un fallo en la protección primaria, no sea motivo de también de fallo en la protección de respaldo. En casos muy concretos, se recomienda duplicar los circuitos de disparo y control y, en situaciones especiales, incluso los transformadores de medida.

Históricamente una condición básica para la operación de la protección de respaldo era que ésta no operase hasta que la primaria hubiera tenido la oportunidad de hacerlo.

Podemos diferenciar las protecciones de respaldo en función de su ubicación en protecciones locales o remotas.

*Protecciones de respaldo locales*

Se denomina así a las protecciones de respaldo cuando se hallan en la misma subestación que la protección principal. Si están asociadas al mismo interruptor se llaman *secundarias.* La protección de respaldo puede ser idéntica a la protección primaria, de distinta tecnología, que es el caso usual, o integrada por equipos con distintas funciones. En cualquiera de los casos, lo ideal sería que las protecciones primarias y sus protecciones de apoyo recibiesen las magnitudes de medida de diferentes devanados del transformador de medida y protección o de diferentes transformadores. De esta forma, si se produjera, un fallo en el conjunto de relés que conforman una de las protecciones, tanto por ausencia de las magnitudes a medir como por pérdida de alimentación de los equipos, no sería motivo de la anulación total del funcionamiento de las protecciones de esa zona de red.

*Protecciones de respaldo remotas*

Cuando la protección de respaldo de reserva está situada en otra subestación se le denomina remota. Las faltas se despejan desde las subestaciones adyacentes a donde se ha producido el fallo. En ocasiones se pueden añadir a las protecciones primarias las funciones de respaldo remoto y utilizar, de esta manera, las protecciones primarias de una línea también como protecciones de apoyo de la línea contigua.

Sin embargo, este tipo de protecciones tiene muchas limitaciones. Esta protecciones son de por sí lentas y cuando operan siempre provocan el disparo de más interruptores de los estrictamente necesarios para despejar la falta. Esta forma de operación deja una gran parte de la red sin suministro de energía, con el consiguiente detrimento de la calidad del servicio y perjuicio económico. Además, como resultado de la expansión de los SEP se hace hoy en día difícil instalar protecciones de apoyo en subestaciones adyacentes.

Normalmente existe una demora asociada a la operación de las protecciones de respaldo locales y siempre a la operación de las protecciones de respaldo remotas. En una situación ideal, cualquier falta debería ser despejada mediante protección primaria, puesto que la desconexión se realiza a la mayor velocidad posible afectando a una sección mínima del sistema de potencia.

En la actualidad, las protecciones de respaldo locales suelen ser tan rápidas como las primarias, ya que normalmente utilizan las misma tecnología. Si la falta no es despejada por la primaria o por la de apoyo local, al cabo de un tiempo actuará la protección de respaldo remota, disparando los interruptores necesarios para despejar la falta y aislar el elemento del sistema.

En el análisis de incidentes tenemos que tener en cuenta que protección ha actuado para determinar su correcta o incorrecta actuación. Para ello, es necesario conocer los elementos de ajustes básicos relacionados a cada protección con el fin de detectar un posible error en el ajuste de dichas protecciones. Además, se ha realizado un esquema simplificado de la lógica que suelen llevar cada protección con el fin de simplificar el análisis del funcionamiento de cada protección y ser capaz de llegar a poder identificar

un posible error de relé de protección si ese fuese el caso o determinar una actuación correcta del relé con lo que nos tendríamos que fijar en otros supuestos errores en el sistema de protección de una red eléctrica [4].

## IV.2. *PROTECCIÓN DE DISTANCIA*

Generalmente las protecciones a distancia se aplican como protección primaria de una línea y como protección de respaldo remoto de la línea adyacente. Se utilizan diferentes unidades de medida para diferentes tipos de faltas y zonas. Lo más usual es que la primera y la segunda zona se utilicen como protección primaria o principal de una línea, mientras que la tercera zona se utiliza exclusivamente como protección de apoyo para una línea adyacente. Por lo que si en una posición de línea actúa una tercera zona para una falta en la línea adyacente, ha ocurrido una descoordinación o un fallo en el sistema de protección.

### IV.2.1. Elementos de ajustes básicos

Cada zona de protección de distancia comprende básicamente parámetros de ajuste completamente independientes para faltas fase-tierra, y para faltas fase-fase. Esto constituye una ventaja para su aplicación en configuraciones de red complejas y en redes, en donde se precisa adaptar las nuevas funciones aplicadas de protección distancia a los otros tipos existentes de relés (de sobreintensidad de faltas a tierra, por ejemplo).

Normalmente, los relés actuales disponen de hasta cinco zonas de medida de impedancia. Cada una de las zonas de medida de impedancia independientes suelen tener una característica cuadrilateral, como la representada en la Figura IV.2 donde $R_L$ y $X_L$ representan la resistencia y reactancia de la línea, $\phi_L$ el ángulo característico de la línea y $R_F$ representa el alcance resistivo de una zona de protección.

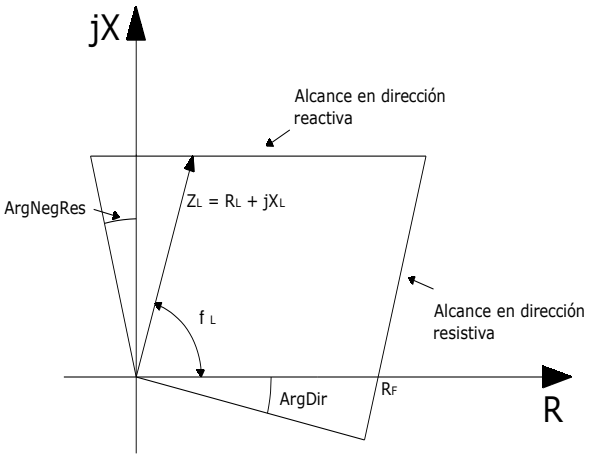



*Figura IV.2. Característica típica de una zona de protección de distancia*

Como se observa en la Figura IV.2 la característica estática en dirección reactiva es una línea recta, paralela al eje de las R. El ajuste del alcance en una dirección reactiva es

independiente para cada zona separada, y puede también diferir para elementos de medida fase-fase y fase-tierra.

Una línea recta delimita el alcance de la zona de protección de distancia en la dirección resistiva. Es generalmente paralela con la característica de impedancia de línea. Esto significa que forma con el eje R un ángulo $\phi_L$ característico de la línea $Z_L$. El ajuste del alcance en la dirección resistiva es independiente para cada zona separada. Son posibles también diferentes valores de ajuste para faltas fase-tierra (RFFT) y para faltas fase-fase (RFFF).

Con el eje X, la característica direccional en el segundo cuadrante forma un ángulo ajustable (*ArgNegRes*) de valor que suele ser 25º. Con el eje R, la parte correspondiente forma un ángulo ajustable (*ArgDir*) en el cuarto cuadrante cuyo valor suele ser –15º como se muestra en la Figura IV.2.

Todas las zonas de protección de distancia tienen las mismas características direccionales. Las características de las zonas de distancia son independientes la una de la otra en lo que concierne a su direccionalidad y alcance en diferentes direcciones. Es posible pues programar la direccionalidad de cada zona de distancia según sea hacia adelante (*forward*) o hacia atrás (*reverse*). La posibilidad de ajustar de forma independiente el alcance de cada zona en dirección resistiva o reactiva supone una gran ventaja de cara a la flexibilidad de la protección de distancia.

El ajuste de protecciones de distancia debe tener en cuenta las posibles discrepancias entre la impedancia calculada por el relé y la impedancia real. Los motivos de estas discrepancias pueden ser:

- Errores que introducen los transformadores de medida, sobre todo en condiciones transitorias.

- Falta de exactitud en los valores introducidos de la impedancia homopolar de la línea, lo que afecta al valor calculado del factor de compensación de retorno por tierra.

- El efecto de la aportación de alimentación entre el relé y la localización de la falta con la diferente relación $Z_0/Z_1$ de cada fuente.

- Acoplamiento mutuo homopolar de las líneas en paralelo

Para poder realizar el ajuste de una protección de distancia hay que fijarse en una serie de parámetros los cuáles habrá que ajustar para cada zona de protección (ZMn). Con todos estos parámetros quedan definidas las características de operación de cada zona y se puede observar si el relé está bien ajustado para su correcta actuación.

- $ZM_n$: Zona de protección n (n = 1, 2, 3, 4 o 5) con característica cuadrilateral

- Operación $ZM_n$ (ON/OFF): Habilitar la función 21, la zona n dentro del relé de protección. Normalmente, se ajustan a ON la tres primeras zonas y se

deshabilitan la zona 4 y zona 5. En algunos relés, como los de la marca ABB (la familia de relés REL como REL 511, REL 670) hay que tener en cuenta que las zonas 1, 2 y 5 son en dirección hacia delante y las zonas 3 y 4 son hacia atrás, es decir, las zonas 1, 2 y 5 tienen que estar habilitadas y las zonas 3 y 4 deshabilitadas para una protección a distancia hacia delante.

- Dirección de operación: Ajustar la dirección de la zona de protección. Puede tener valores de: OFF, No direccional, Hacia delante, Hacia atrás. Este ajuste normalmente tiene que estar hacia delante (forward).
- $X_1$, $R_1$: Reactancia y Resistencia de secuencia positiva de la Zona n de protección.
- $X_0$, $R_0$: Reactancia y Resistencia de secuencia homopolar de la Zona n de protección.
- RFFF: Resistencia de falta para faltas bifásicas y trifásicas.
- RFFT: Resistencia de falta para faltas monofásicas.
- Operación FF: Operación Zona n protección distancia para faltas bifásicas y trifásicas.
- Temporización FF: Habilitación tiempo disparo Zona n para faltas bifásicas y trifásicas.
- $t_{FF}$: valor de la temporización de la Zona n para faltas bifásicas y trifásicas
- Operación FT: Operación Zona n protección distancia para faltas monofásicas.
- Temporización FT: Habilitación tiempo disparo Zona n para faltas monofásicas.
- $t_{FT}$: valor de la temporización de la Zona n para faltas monofásicas.
- Ángulo límite de la característica cuadrilateral con el 2º cuadrante, normalmente con valor de 25º.
- Ángulo límite de la característica cuadrilateral con el 2º cuadrante, normalmente con valor de -15º.

*Particularidades del ajuste de la protección SEL 421*

La característica de operación de la función distancia en el relé de protección SEL-421 para faltas polifásicas es de característica Mho (Anexo3). Sus zonas de actuación (dispone de hasta 5 zonas de actuación) se ajustan con el módulo de la impedancia de cada zona en Ω secundarios. La protección toma automáticamente el ángulo de la

impedancia de la línea. Para el ajuste de la función distancia ante faltas a tierra, la protección SEL421 permite habilitar hasta 5 zonas de característica Mho o 5 zonas de característica poligonal.

### IV.2.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección a distancia

En la Figura IV.3 se representa el esquema simplificado de la lógica de funcionamiento de una protección a distancia. En ella se observa como a través de la medida de la tensión e intensidad en la posición de línea de una subestación eléctrica, calcula la impedancia vista por la protección y la compara con los ajustes que tiene por zonas y por faltas de fase a tierra o faltas fase a fase. Según sea la zona el disparo será instantáneo o temporizado.

Cabe destacar que el criterio de protección en Endesa División Aragón en el caso de que haya protección distancia instalada en la posición de línea a proteger es:

- Protección principal: Distancia
- Protección apoyo: sobreintensidad direccional de neutro temporizada

O en el caso que exista fibra óptica como comunicaciones entre subestaciones:

- Protección principal: Diferencial Longitudinal
- Protección apoyo: Distancia

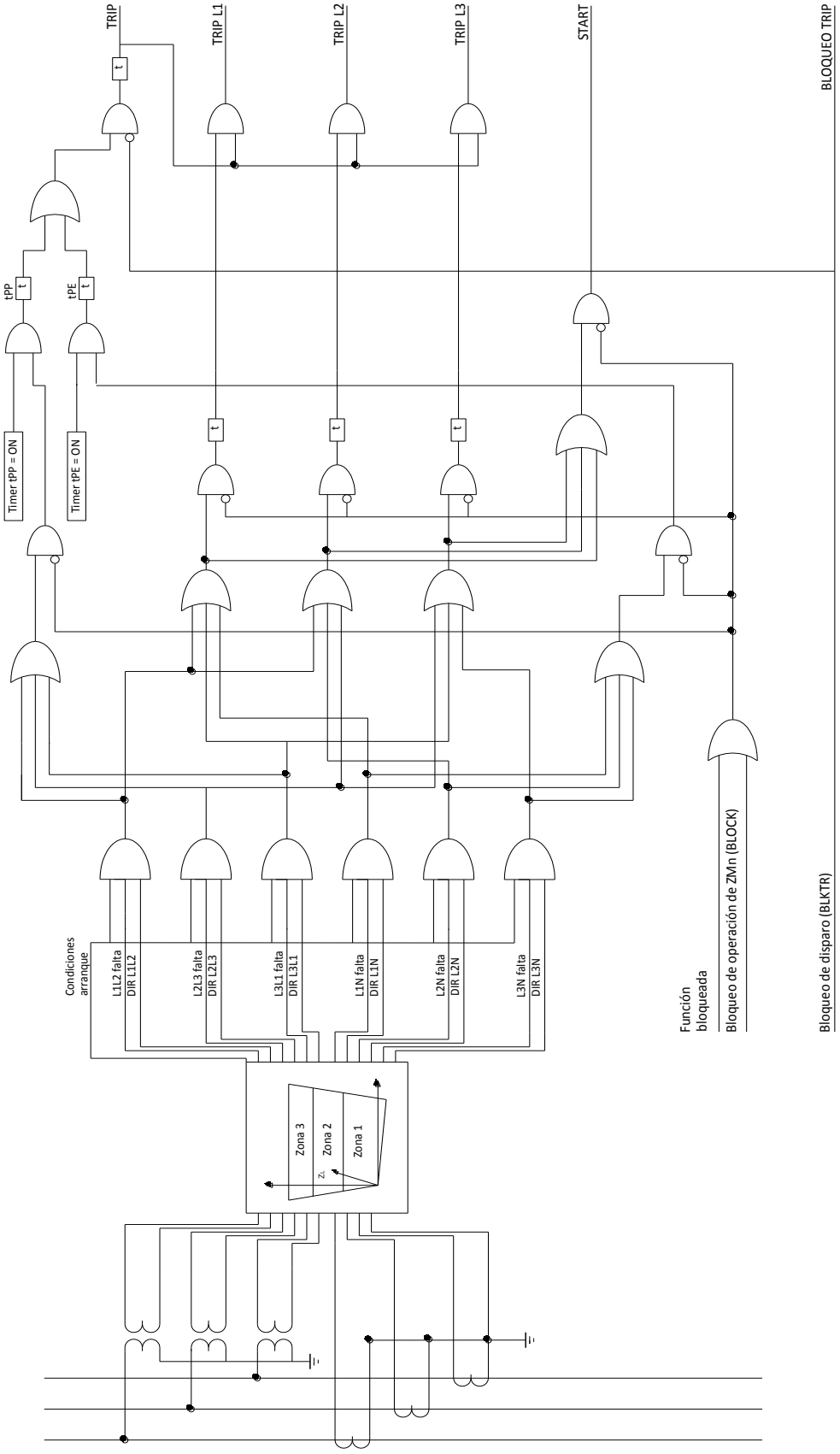



*Figura IV.3. Esquema simplificado de la lógica asociada a la protección de distancia*

## IV.3. *PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD NO DIRECCIONAL*

El sistema de protección completo de líneas de transporte consta, además de la función de protección principal de distancia, un esquema de protección de apoyo basado en las funciones de sobreintensidad de fase y neutro, con elementos instantáneo y temporizado dotados de direccionalidad para proporcionar mayor selectividad al sistema de protección.

La protección secundaria es ajustada de forma que proporcione respaldo al sistema de protección primario ante un fallo o "no actuación" de éste, principalmente para detección de faltas resistivas no apreciables por la función de distancia, y siempre bajo la condición de no poner en riesgo la selectividad del sistema.

Por esta razón, en la configuración actualmente utilizada por Endesa División Aragón, la función de sobreintensidad instantánea no está habilitada en cambio, la función disponible es la función de sobreintensidad temporizada con la operación de protección de apoyo.

Algunas veces, en redes débiles únicamente se encuentra instalada como protección principal la función de sobreintensidad instantánea y como protección de apoyo la función de sobreintensidad de neutro.

La protección de sobreintensidad temporizada es una protección de faltas a tierra y es no-direccional. Su utilización está prevista para sistemas puestos a tierra rígidamente. Sirve como función de apoyo local incorporada a la función de protección principal.

### IV.3.1. Elementos de ajustes básicos

Los elementos de ajustes básicos son distintos para fase y neutro. Para realizar un ajuste completo de la protección es necesario ajustar los siguientes parámetros:

- Familia de Curva (Normal Inversa, Muy inversa, Extremadamente inversa, Curva Usuario)

- Dial curva: Dentro de una familia de curvas existen distintas curvas paralelas entre sí que hacen más lento o rápido la actuación

- $I_{arranque}$: Intensidad de ajuste mínima con la que se inicia el arranque temporizado de la protección. Este parámetro se suele ajustar teniendo en cuenta la intensidad nominal del tipo de cable de la línea eléctrica o 120% de la intensidad nominal del secundario del transformador de intensidad. Se elije el valor más restrictivo de los anteriores.

- $I_{instantánea}$: Intensidad mínima con que se inicia el disparo instantáneo de la protección. Este parámetro se ajusta al 120 % de la intensidad de cortocircuito trifásico en la barra de la cual sale la línea en estudio para faltas bifásicas o

trifásicas y al 120 % de la intensidad de cortocircuito monofásico a tierra para el ajuste de la intensidad de arranque en el elemento instantáneo de neutro.

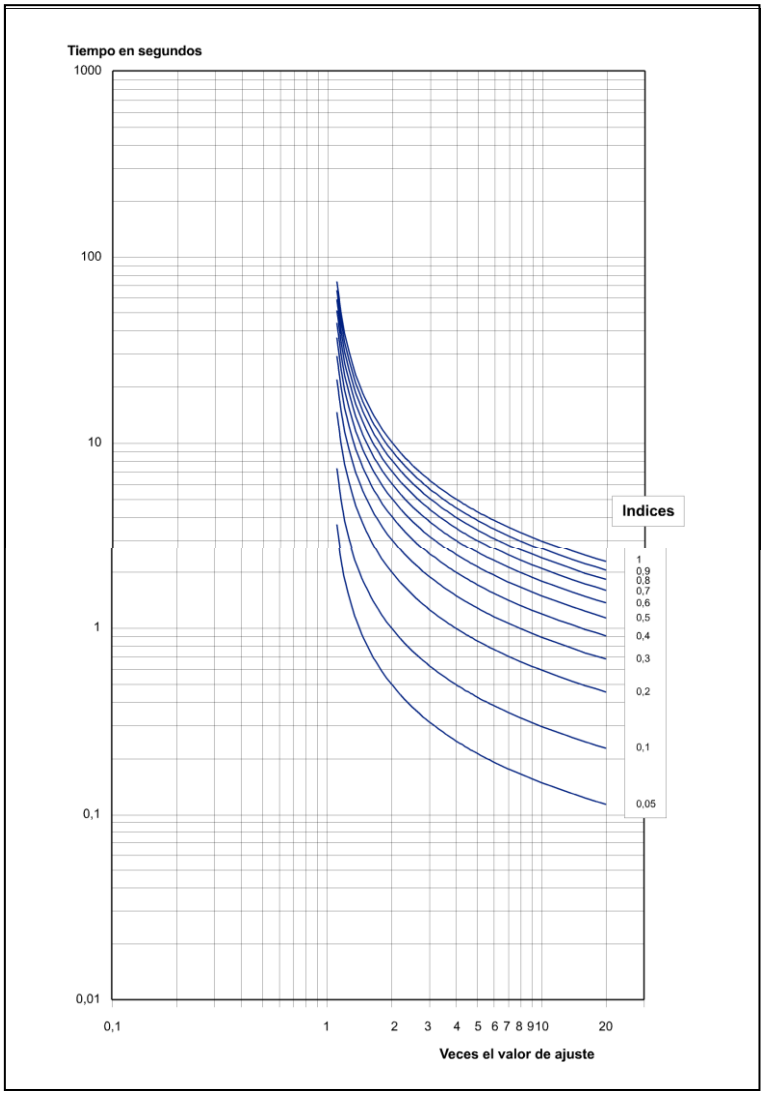



*Figura IV.4. Familia de curvas Normal Inversa [19]*

Con los parámetros anteriores ajustados tanto para fase como para neutro se consigue tener dos curvas diferentes con las que operará la protección bien sea para protección principal o como protección de apoyo.

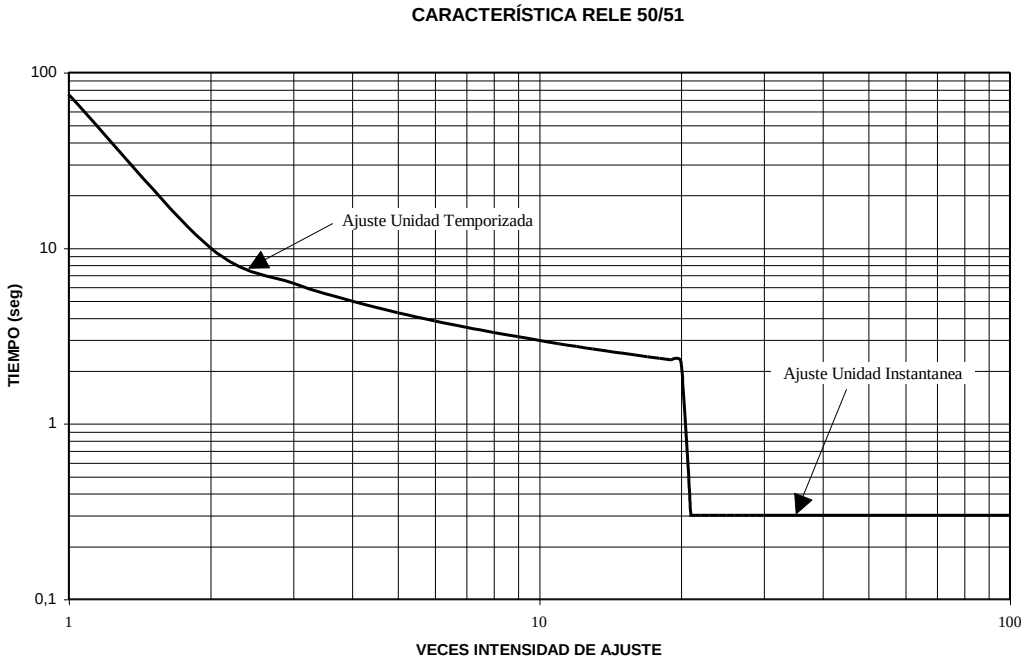



*Figura IV.5 Curva de protección sobreintensidad (50/51). [20]*

### IV.3.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección de sobreintensidad no direccional

Los elementos de medida, los transformadores de intensidad, miden permanentemente la intensidad de las tres fases y las compara con un valor ajustado I>/I>>, bien sea la $I_{arranque}$ o la $I_{instantánea}$ de la característica de fase. Si la corriente de medida excede el valor preajustado, se inicia una señal de inicio de falta.

En la sobreintensidad de neutro, se mide la intensidad residual y la compara con un valor ajustado I>/I>> ($I_{arranque}$ o la $I_{instantánea}$.) de la característica de neutro.

Una vez la protección ha arrancado depende del tipo de la función su tiempo de disparo. Si el arranque es de la función instantánea, el disparo es inmediato, y si el arranque es de la función de tiempo inverso, el tiempo de disparo es el calculado por la curva de actuación de la función.

Cuando las funciones de sobreintensidad instantánea o de tiempo inverso están activadas pueden actuar, tanto de neutro como de fase, por lo que dependiente del ajuste de las habilitaciones de las funciones anteriores, se consiguen disparos instantáneos o temporizados.

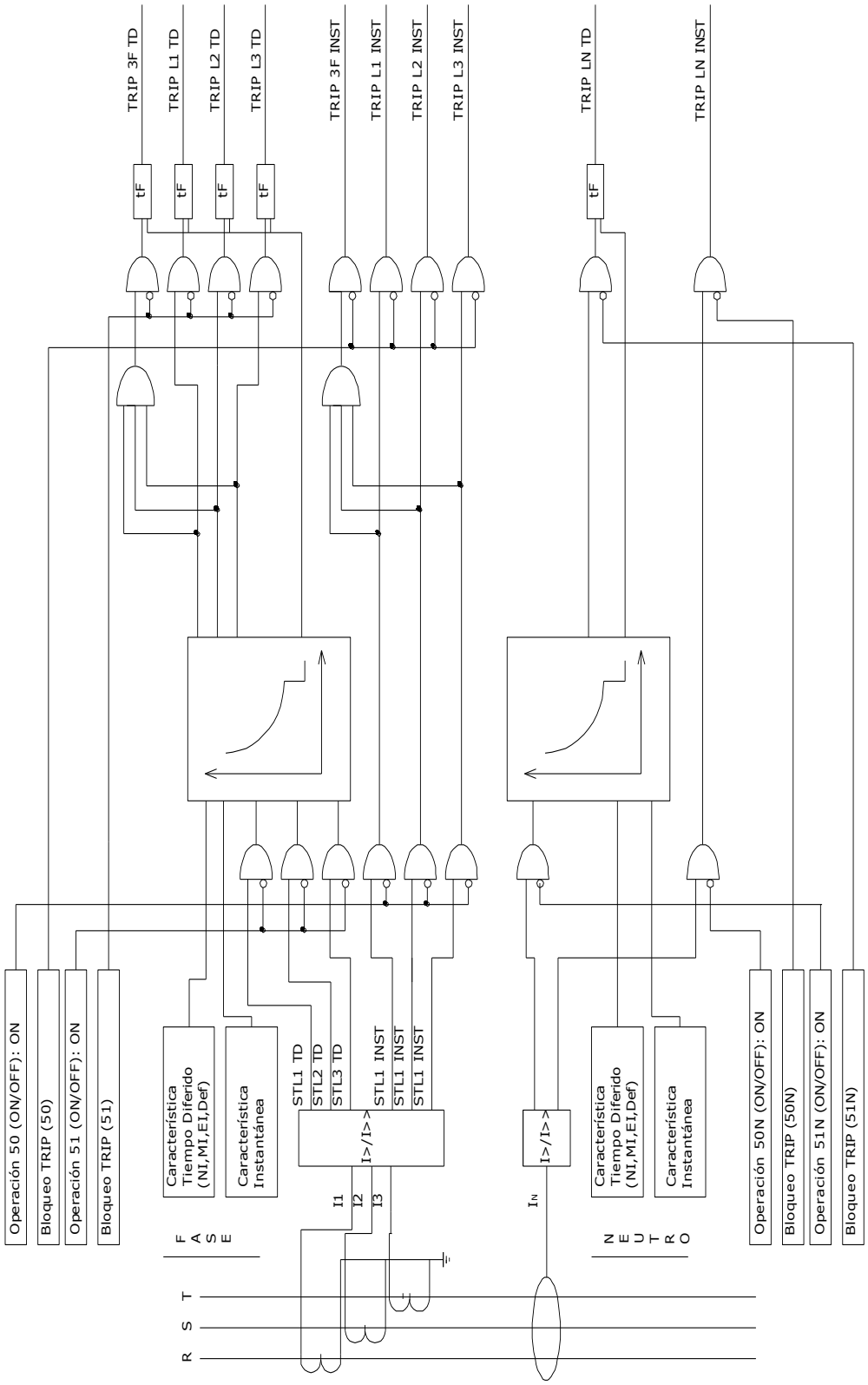



*Figura IV.6. Esquema simplificado de la lógica de la protección de sobreintensidad de sobreintensidad no direccional*

## IV.4. *PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DIRECCIONAL*

Esta protección se utiliza como protección de apoyo a la protección principal, bien sea protección de distancia o protección de sobreintensidad no direccional en redes eléctricas.

Además, se utiliza como protección principal en redes de distribución Media Tensión donde el sistema de puesta a tierra del neutro es de neutro aislado debido a que el valor de la corriente de cortocircuito monofásico es pequeño respecto a las corrientes nominales del sistema (del orden de decenas de amperios). Cuando se producen este tipo de faltas, las protecciones de sobreintensidad no direccionales resultan inoperantes para la protección.

### IV.4.1. Elementos de ajustes básicos

*Protección direccional de sobreintensidad de fases*

Como se describe en el Anexo 3, la protección direccional de sobreintensidad tiene que cumplir dos unidades de medida.

La primera es la unidad de sobreintensidad que se comporta como la función de sobreintensidad vista en el apartado anterior, por lo que sus elementos de ajustes son los mismos que en el apartado anterior (familia de la curva, dial de la curva, $I_{arranque}$ e $I_{instantánea}$).

Para poder ajustar la segunda unidad, la unidad direccional, es necesario ajustar el ángulo característico que tienen que formar la intensidad medida con la referencia de polaridad. La unidad direccional habilita a la unidad de sobreintensidad cuando el fasor de la magnitud de operación se encuentre en la zona de operación, ±90° respecto la línea de máximo par, e inhibiéndola cuando se encuentre en el semiplano opuesto. Como se ha mencionado anteriormente, el control direccional se realiza fase a fase.

Por lo que un ángulo característico de 45° para los elementos de fase proporciona, de forma genérica, un alcance o par aceptable para la actuación del relé direccional.

*Protección direccional* de *sobreintensidad de neutro*

Como ocurre en la protección direccional de sobreintensidad de fase, para la protección direccional de sobreintensidad es necesario ajustar las dos unidades de operación de esta protección, unidad de sobreintensidad y unidad direccional

La unidad de sobreintensidad se ajusta con los parámetros anteriormente comentados como son familia de la curva, dial de la curva, $I_{arranque}$ e $I_{instantánea}$.

En la unidad direccional es necesario indicar la referencia de polarización. Si la referencia de polarización es la tensión homopolar, es elemento de ajuste el ángulo de operación que suele tomar valores de -45°. Cuando la referencia de polarización sea

por intensidad, el principio de operación de la unidad direccional de neutro es tratar de determinar el desfase existente entre la intensidad residual y la que circula por la puesta a tierra. El análisis es simple ya que los desfases entre ambas magnitudes no pueden ser otros que 0° y 180° o, lo que es lo mismo, el ángulo característico debe ser siempre 0°.

*Protección direccional de sobreintensidad de neutro sensible*

En la protección en redes de neutro sensible o aislado es necesario la protección direccional de sobreintensidad de neutro aislado.

Como se comenta en el Anexo 3, en esta protección también actúan dos unidades. La primera, la unidad propia de sobreintensidad es distinta las anteriores de sobreintensidad. En esta unidad, tanto el módulo de la tensión homopolar como el de la corriente homopolar deben superar los umbrales definidos en la característica de operación configurada en la protección para que actúe la protección. Para ajustar correctamente esta unidad hay que tener en cuenta los siguientes elementos:

- $V_H$ (tensión alta).
- $V_L$ (tensión baja).
- $I_H$ (intensidad alta).
- $I_L$ (intensidad baja).

Para la unidad direccional de sobreintensidad, para que actúe la protección el desfase entre tensión homopolar y corriente homopolar se encuentra dentro de la zona de la característica direccional parametrizada como zona de disparo. Para ajustar dicha unidad es necesario ajustar un ángulo característico entre los fasores de intensidad homopolar en la línea y la tensión homopolar en barras de la subestación.

Puesto que la corriente de falta a tierra a detectar por esta protección es, en redes de neutroaislado, de carácter capacitivo, el ángulo característico utilizado es de $\alpha = +90º$

### IV.4.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección de sobreintensidad no direccional

Como hemos visto, para que actúe esta protección es necesario que actúa las dos unidades, unidad de sobreintensidad e unidad direccional. El disparo puede ser instantáneo o temporizado.

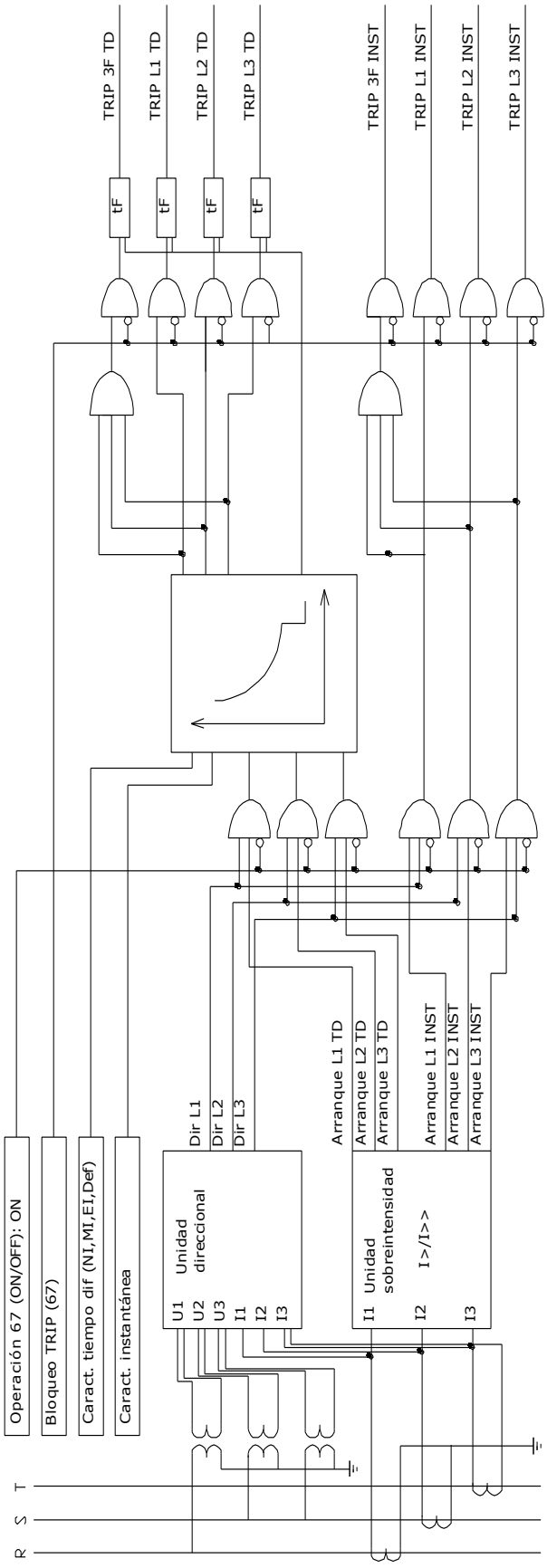



*Figura IV.7. Esquema simplificado de la protección de sobreintensidad direccional*

## IV.5. *PROTECCIÓN DIFERENCIAL LONGITUDINAL*

La protección diferencial longitudinal se utiliza como protección principal de la línea eléctrica la cuál protege. No se puede usar como protección de apoyo a líneas adyacentes dado que únicamente tienen que actuar para faltas dentro de su zona protegida.

### IV.5.1. Elementos de ajustes básicos

La función diferencial se ajusta de manera porcentual respecto a la magnitud de intensidad nominal secundaria, es decir, con la característica formada por la corriente diferencial y la corriente de frenado.

La función diferencial se ajusta de manera porcentual respecto a la magnitud de intensidad nominal. La sensibilidad debe ser superior a la corriente capacitiva de la línea, por tanto, un 20/30% de la intensidad nominal es un ajuste razonable para la mínima intensidad de operación.

En la evaluación son calculadas una corriente diferencial y una corriente de polarización para cada fase por suma escalar y vectorial de las corrientes locales y remotas. La característica de operación se define mediante dos pendientes diferenciadas del plano $I_{Dif}$ - $I_{frenado}$. Para valores menores al doble de la intensidad nominal, la sensibilidad es mayor y, por tanto, se propone una pendiente más restrictiva que para mayores valores de intensidad medida. En concreto, las pendientes de 25 % y 60 % proporcionan una funcionalidad adecuada a la función diferencial longitudinal.

Se comparan las corrientes diferenciales y de polarización y en las fases en las que la corriente diferencial se encuentra por encima de la característica representada en la Figura IV.8 se indica una situación de disparo.

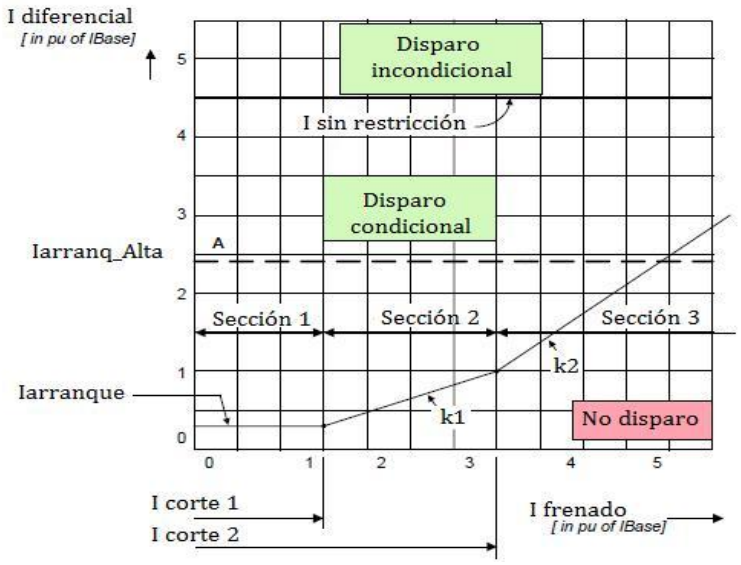



*Figura IV.8. Característica de operación de la protección diferencial longitudinal [11].*

Los parámetros de ajuste básicos son:

- Operación (ON/OFF): Habilitar la función 87L dentro del relé de protección
- $I_{alarma}$: Algunos modelos de relés tienen este parámetro el cuál si durante un tiempo determinado la $I_{DIF}$ está por encima de este valor, da una alarma de aviso. Este valor se suele dar en tanto por ciento de la $I_{NOMINAL}$.
- $I_{corte1}$: Intensidad que marca el final de la sección 1. Este valor se suele dar en tanto por ciento de la $I_{NOMINAL}$.
- $I_{corte2}$: Intensidad que marca el final de la sección 2. Este valor se suele dar en tanto por ciento de la $I_{NOMINAL}$.
- K1: pendiente de la sección 2.
- K2: pendiente de la sección 3.
- $I_{arranque_Alta}$: Valor modificado de la intensidad de arranque en caso de falta externa (si es detectada por el discriminador de faltas) o de energización (detectada si el contenido de armónicos supera el límite de 2º ó 5º armónico).
- $I_{sin_restricción}$: Intensidad para corriente diferencial sin restricción.
- Detección armónicos: Habilitación de la detección de armónicos de 2º y 5º orden.
- $I_2/I_1$: Máximo ratio de 2º armónico de corriente diferencial respecto a la frecuencia fundamental (%).
- $I_5/I_1$: Máximo ratio de 5º armónico de corriente diferencial respecto a la frecuencia fundamental (%).
- Operación Análisis Sec. Neg: Operación del discriminador de faltas.
- Φ Neg Sec.: Ángulo de operación para Secuencia negativa
- $I_{mín\ Neg\ Sec}$: Mínimo valor de corriente en secuencia negativa. Este valor se suele dar en tanto por ciento de la $I_{NOMINAL}$.

La corriente secundaria de los transformadores de intensidad que va a ser comparada en ambos terminales, debe referirse a una relación de transformación común. Cuándo una relación de transformación de un transformador de intensidad es distinto al del otro terminales, hay que tener en cuenta esta diferencia a la hora de calcular los parámetros de ajuste.

Además, como se ha reflejado anteriormente, se ha de tener en cuenta la conexión del neutro de los secundarios de los transformadores de intensidad. Algunos relés tienen un parámetro que adecua la protección según sea la conexión. Este parámetro, en los relés de marca ABB se llama *CTStartPoint*, refleja si la puesta a tierra de los secundarios está de lado del elemento protegido o no. En caso de que la puesta a tierra esté del lado del elemento protegido, el ajuste correcto es ToObject**.** Si la puesta a tierra está del lado de barras de subestación, el ajuste correcto es FromObject.

### IV.5.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección diferencial longitudinal

La función diferencial longitudinal analiza la intensidad diferencial para dar operar en las siguientes situaciones:

- El análisis de armónicos da disparo cuando el contenido de armónicos del 2º y 5º armónico esté por debajo del nivel establecido. En caso contrario, bloqueará el disparo.

- Si la intensidad diferencial supera al valor de $I_{sin_restricción}$ ordenará disparo sin tener en cuenta el análisis de armónicos.

- La clasificación de falta como interna por el discriminador de falta secuencia negativa dará condiciones de disparo. Sin embargo, si el contenido en armónicos supera el valor de ajuste, $I_2/I_1$ ó $I_5/I_1$, en el momento que se ha clasificado la falta como interna y la intensidad diferencial no supera el valor de $I_{arranque_Alta}$ se bloqueará el disparo.

- La clasificación de falta como falta externa por el discriminador de faltas de secuencias negativa causará que el arranque sea establecido con el parámetro de $I_{arranque_Alta}$.

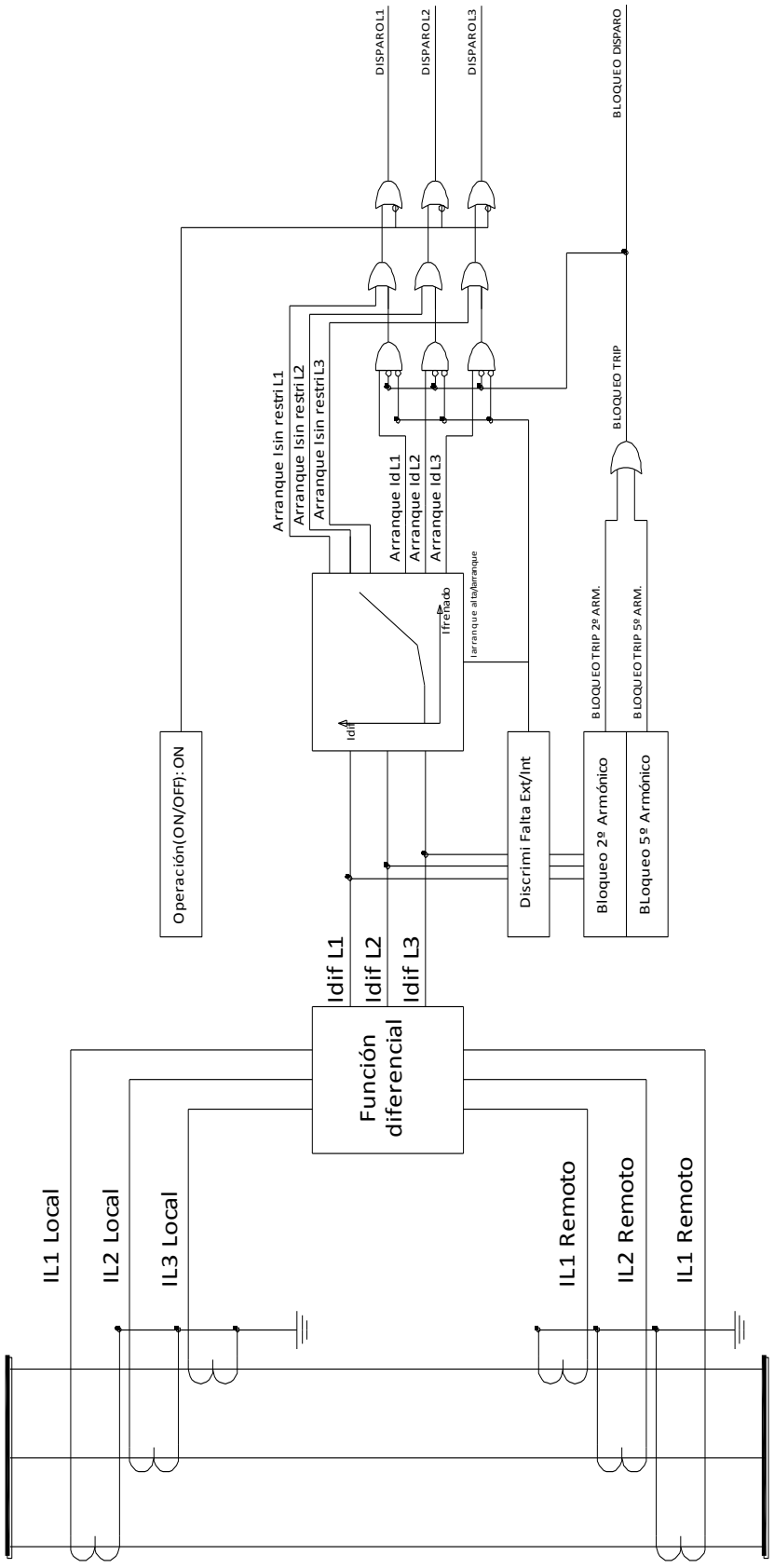



*Figura IV.9. Esquema simplificado de la lógica de la función diferencial longitudinal*

## IV.6. *PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR*

La protección diferencial de transformador se utiliza como protección principal de un transformador de potencia. Cuando en un transformador ocurren faltas internas se hace necesario la desconexión inmediata del transformador para evitar daños mayores y/o para preservar la estabilidad del sistema de potencia y la calidad del servicio.

### IV.6.1. Elementos de ajustes básicos

La correcta actuación de una protección diferencial de transformador se puede llevar a cabo si los ajustes son los correctos, bien sea de habilitar alguna aplicación o los valores correspondientes sean correctos.

Para poder realizar el ajuste de una protección diferencial de transformador hay que fijarse en una serie de parámetros. En este apartado solo vamos a contemplar los parámetros básicos para poder comprobar el correcto funcionamiento de la función diferencial en situaciones de análisis de incidencias. Para analizar el principio de funcionamiento de la protección diferencial de transformador, ver el Anexo3. Estos ajustes básicos son:

- Operación (ON/OFF): Habilitar la función 87T dentro del relé de protección.
- Cierre sobre Falta: normalmente denominado SOFT (Switch OnTo Fault). Habilita el cierre del interruptor sobre condiciones de falta.
- $I_{alarma}$: Algunos modelos de relés tienen este parámetro el cuál si durante un tiempo determinado la $I_{DIF}$ está por encima de este valor, da una alarma de aviso. Este valor se suele dar en tanto por ciento de la $I_{NOMINAL}$.
- $I_{corte1}$: Intensidad que marca el final de la sección 1. Este valor se suele dar en tanto por ciento de la $I_{NOMINAL}$.
- $I_{corte2}$: Intensidad que marca el final de la sección 2. Este valor se suele dar en tanto por ciento de la $I_{NOMINAL}$.
- K1: pendiente de la sección 2.
- K2: pendiente de la sección 3.
- $I_{arranque_Alta}$: Valor modificado de la intensidad de arranque en caso de falta externa (si es detectada por el discriminador de faltas) o de energización (detectada si el contenido de armónicos supera el límite de 2º ó 5º armónico).
- $I_{sin\ restricción}$: Intensidad para corriente diferencial sin restricción.
- Operación Sec. Neg: Operación del discriminador de faltas.

- Φ Neg Sec.: Ángulo de operación para Secuencia negativa

- $I_{mín\ Neg\ Sec}$: Mínimo valor de corriente en secuencia negativa. Este valor se suele dar en tanto por ciento de la $I_{NOMINAL}$.

- Detección armónicos: Habilitación de la detección de armónicos de 2º y 5º orden.

- $I_2/I_1$: Máximo ratio de 2º armónico de corriente diferencial respecto a la frecuencia fundamental (%). Para detectar energizaciones.

- $I_5/I_1$: Máximo ratio de 5º armónico de corriente diferencial respecto a la frecuencia fundamental (%). Para detectar energizaciones.

Además existen una serie de ajustes necesarios para la compensación de los transformadores de intensidad de los devanados a proteger.

- Ratio del transformador de intensidad del devanado 1.

- Ratio del transformador de intensidad del devanado 2.

- Conexión del neutro del secundario. Hay que tener en cuenta la conexión del neutro del neutro del secundario de los transformadores de intensidad para poder llevar a cabo un correcto cálculo de la intensidad diferencial. Este ajuste refleja si el neutro de los secundarios de los transformadores de intensidad está del lado del transformador de potencia o del lado de barras de subestación.

*Particularidades del relé T60 de Gepce ante detección de inrush en energizaciones*

Para poder llevar a cabo la detección de armónicos de una energización de transformador, este relé incorpora unos parámetros para definir la respuesta de la protección diferencial ante condiciones de energización. Estas condiciones son las siguientes:

- *Inrush Inhibit Function.* Éste parámetro permite el bloqueo de la función de inhibición del segundo armónico. Permite los siguientes ajustes.

    - *Disabled. No se bloquea la función diferencial.*

    - *Adapt. 2nd.* El bloqueo de la función diferencial se realiza en base a la magnitud y al ángulo de las componentes de segundo armónico y componente de frecuencia fundamental.

    - *Trad. 2nd.* Para el bloqueo se tiene en cuenta el ratio entre la magnitud (módulo) de la componente de segundo armónico y la magnitud de la componente fundamental. El manual recomienda

utilizar esta función en caso de que los niveles de segundo armónico esperados sean altos.

- *Inrush Inhibit Mode*. Este parámetro define el modo de bloqueo por segundo armónico. Permite los siguientes ajustes:
    - *Per phase*: El bloqueo de la función diferencial se realizar en cada fase individualemente.
    - *2-out-of-3*: El bloqueo de la función diferencial se produce si al menos dos de las tres fases presentan condiciones para el bloqueo. Se bloquean las tres fases.
    - *Average*. EL bloqueo de la función diferencial se basa en el cálculo del nivel medio de segundo armónico
- Inrush inhibit Level. Éste parámetro define el nivel de segundo armónico por encima del cual la función diferencial se bloqueará.

Un estudio realizado por CIRCE junto con ERZ-ENDESA en el año 2009 (detección de la corriente de inrush por la protección T60) concluye que los ajustes recomendados para la función de detección del segundo armónico para la protección diferencial T60 son *Adapt. 2nd* en la función de bloqueo y *Per phase* en el modo de bloqueo [6].

### IV.6.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección diferencial de transformador

Recordando que análisis de la corriente diferencial funciona bajo la característica formada por la $I_{arranque}$ y la doble rampa ($k_1$ y $k_2$) (Anexo3), la lógica de operación puede resumirse en los puntos siguientes:

- La intensidad diferencial provocará disparo cuando esté por encima de un valor ajustable Iarranque.
- El análisis de armónicos dará la orden de disparo cuando se establezca por debajo del nivel de 2º armónico y 5º armónico. En el caso contrario bloqueará el disparo por considerar que no es una falta real interna.
- La clasificación de falta como interna por el discriminador de falta secuencia negativa dará condiciones de disparo.
- La clasificación de falta como externa por el discriminador de falta secuencia negativa causará que el nivel de ajuste de alta corriente diferencial, Iarranque_Alta, sea el arranque para provocar un disparo rápido.

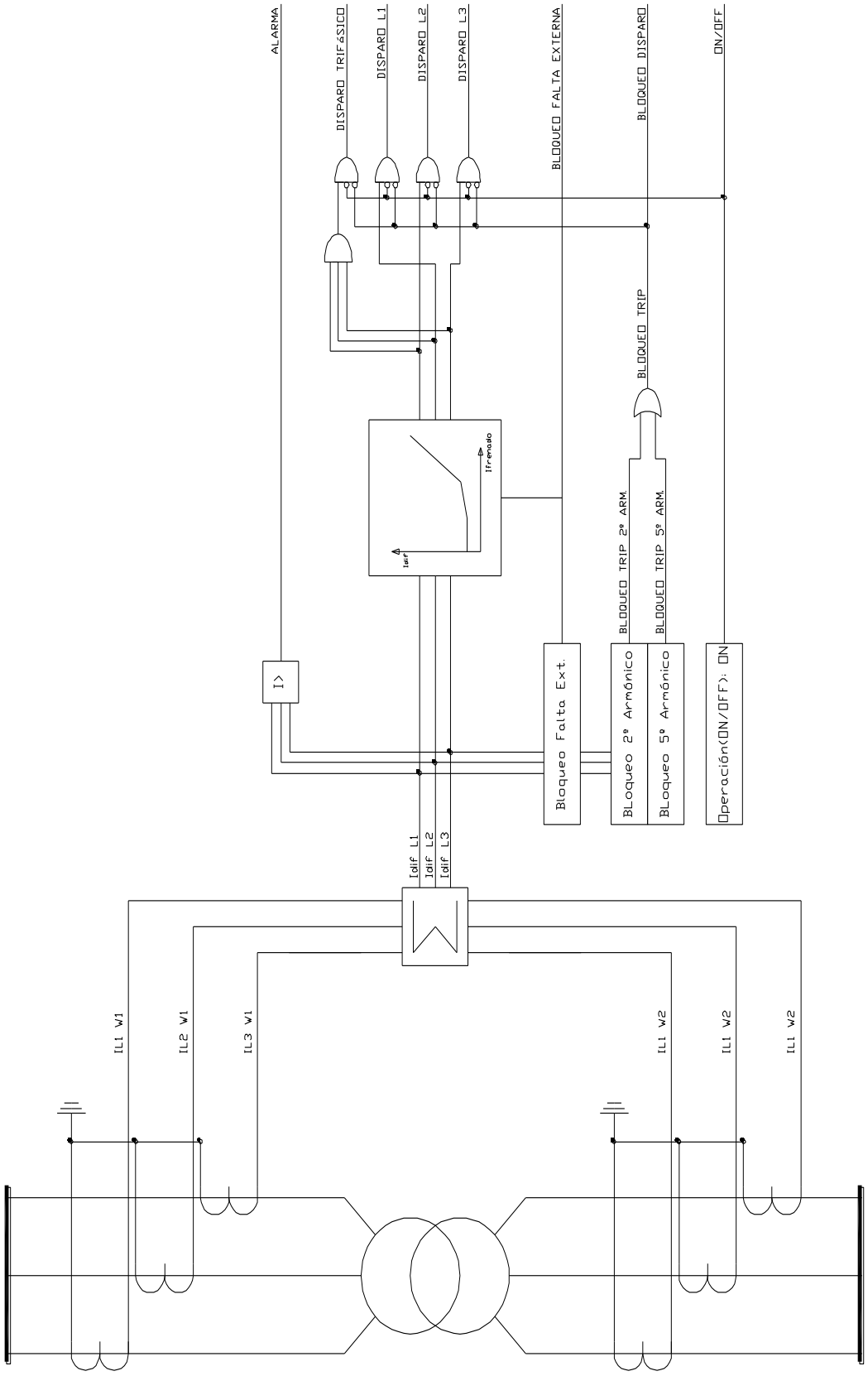



*Figura IV.10. Esquema simplificado de la lógica de la protección diferencial de transformador*

## IV.7. *PROTECCIÓN SUBTENSIÓN/SOBRETENSIÓN*

### IV.7.1. Elementos de ajustes básicos

*Protección de subtensión*

El uso de relés de subtensión evita daños derivados los huecos de tensión, durante el cual la tensión se encuentra por debajo de un umbral definido. Esta situación puede llegar a causar daños en equipos tales como los motores de los servicios auxiliares de las centrales.

Es necesario tomar un margen de seguridad de por lo menos el 10% debido a las imprecisiones en los transformadores de medida, métodos de cálculo, así como a las imprecisiones de los elementos de medida en el propio terminal.

Los elementos de ajuste de la función subtensión a tener en cuenta son básicamente dos:

- $U_{arranque}$: Este valor suele ser entre 80% y 85% de la $U_N$.
- t: Temporización de la función sobretensión.

*Protección de sobretensión*

La protección de sobretensión debe ser ajustada a un valor de tensión de operación más alto que la tensión de operación del sistema máxima prevista en una parte en particular de la red. La protección de sobretensión residual debe ser ajustada un valor de tensión de operación mayor que el de la tensión de operación del sistema máxima prevaleciente en una parte en particular de una red.

Se debe considerar también un margen de seguridad de por lo menos el 10% debido a las imprecisiones en los transformadores de medida, métodos de cálculo, y la imprecisión de los métodos de medida en el terminal.

Los elementos de ajuste de la función sobretensión a tener en cuenta son básicamente dos:

- $U_{arranque}$: Este valor suele ser entre 110% y 135% de la $U_N$.
- t: Temporización de la función sobretensión.

Los elementos de ajuste de la función sobretensión homopolar a tener en cuenta son básicamente dos:

- $U_{arranque}$: Este valor suele ser entre 20% y 25% de la $U_N$.
- t: Temporización de la función sobretensión

### IV.7.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección de subtensión/sobretensión

*Protección de subtensión*

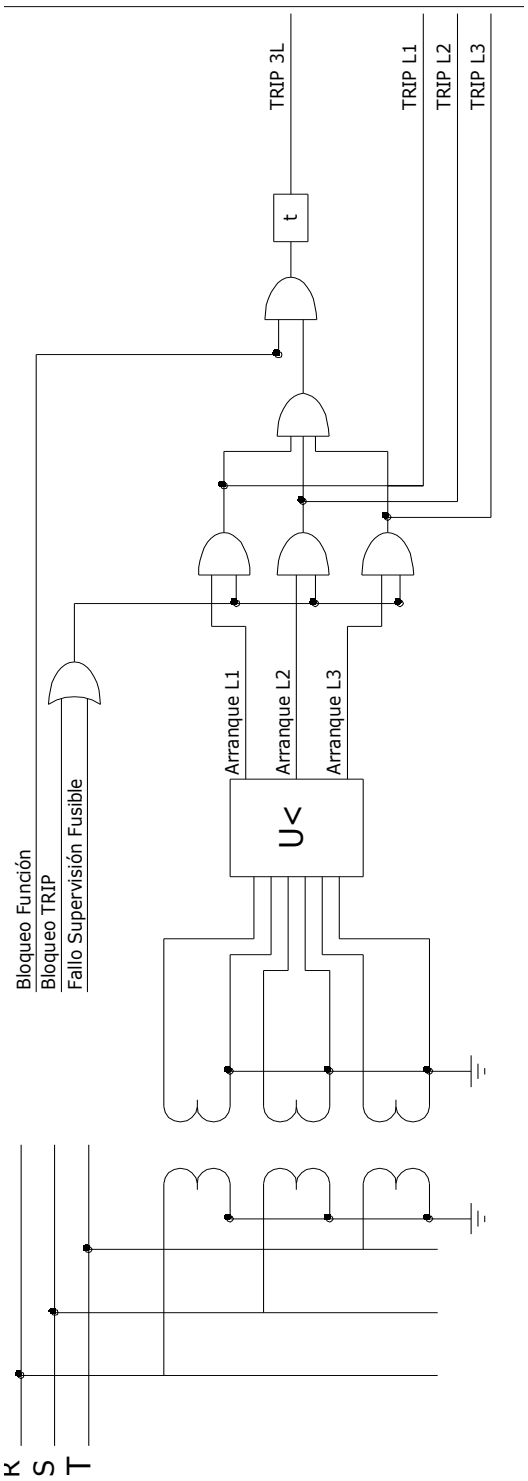



*Figura IV.11. Esquema simplificado de la lógica de la protección de subtensión*

## *Protección de sobretensión*

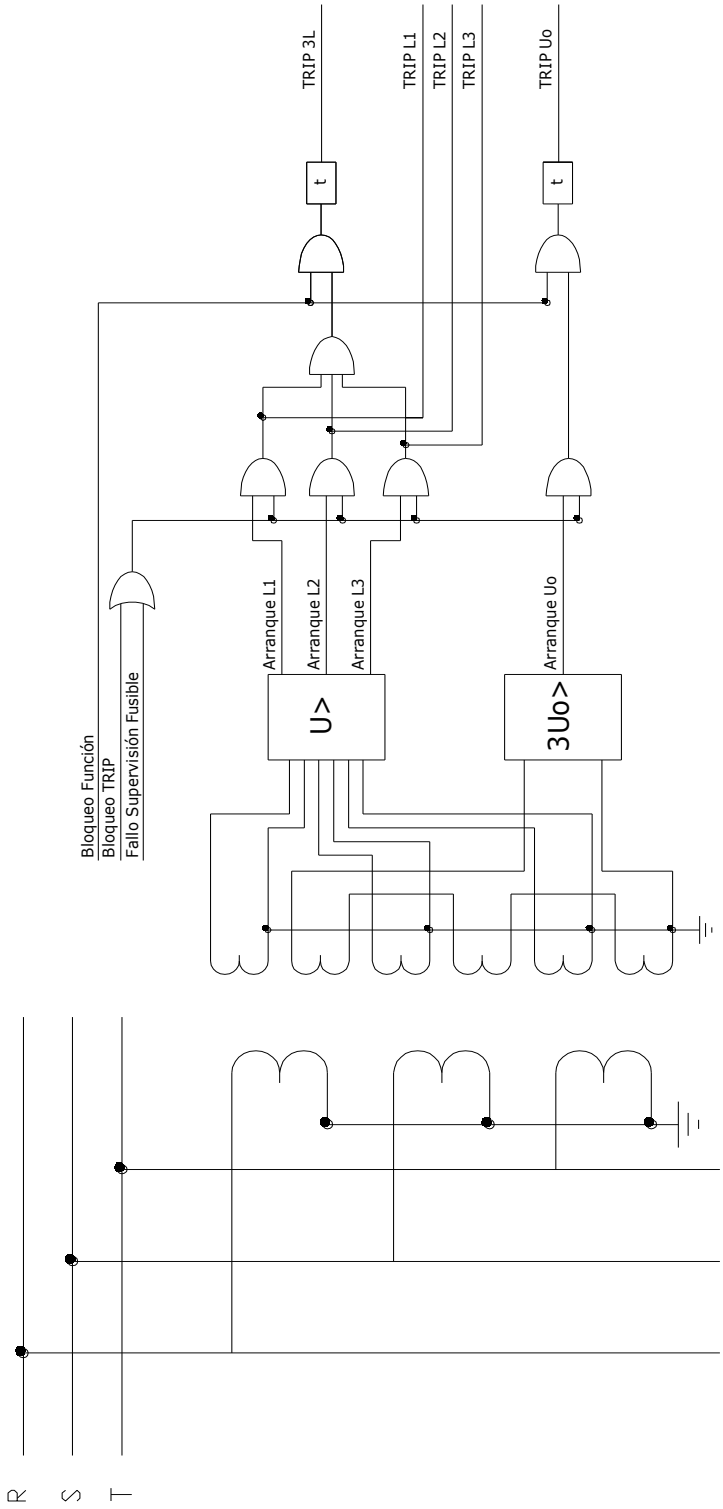



*Figura IV.12. Esquema simplificado de la lógica de la protección de sobretensión*

## IV.8. *PROTECCIÓN DE FRECUENCIA*

La protección de frecuencia de frecuencia vigila la frecuencia para mantener el equilibrio entre la generación y el consumo. Para ello, permite que la frecuencia este siempre dentro de un rango que se considera aceptable

### IV.8.1. Elementos de ajustes básicos

*Máxima frecuencia, 81M*

Su función es la detección de frecuencia demasiado elevada en relación con la frecuencia nominal, con el fin de controlar la calidad de la alimentación o de proteger un generador.

Sus parámetros de ajustes son:

- $f_{arranque\ alto}$: Este valor suele ser entre de 51Hz, siendo la frecuencia nominal 50Hz
- t: Temporización de la función sobretensión.

*Mínima frecuencia, 81m*

Su función es la detección de frecuencia demasiado baja en relación con la frecuencia nominal, con el fin de controlar la calidad de la alimentación.

Sus parámetros de ajustes son:

- $f_{arranque\ bajo}$: Este valor suele ser entre de 48Hz, siendo la frecuencia nominal 50Hz
- t: Temporización de la función sobretensión.

### IV.8.2. Esquema simplificado de la lógica asociado a la protección de frecuencia

Para evitar desequilibrios entre generación y consumo, esta protección se suele usar principalmente en generación en media tensión. Mientras la frecuencia medida esté dentro del rango de ajuste ($f_{arranque\ bajo}$, $f_{arranque\ alto}$) la protección no actuará.

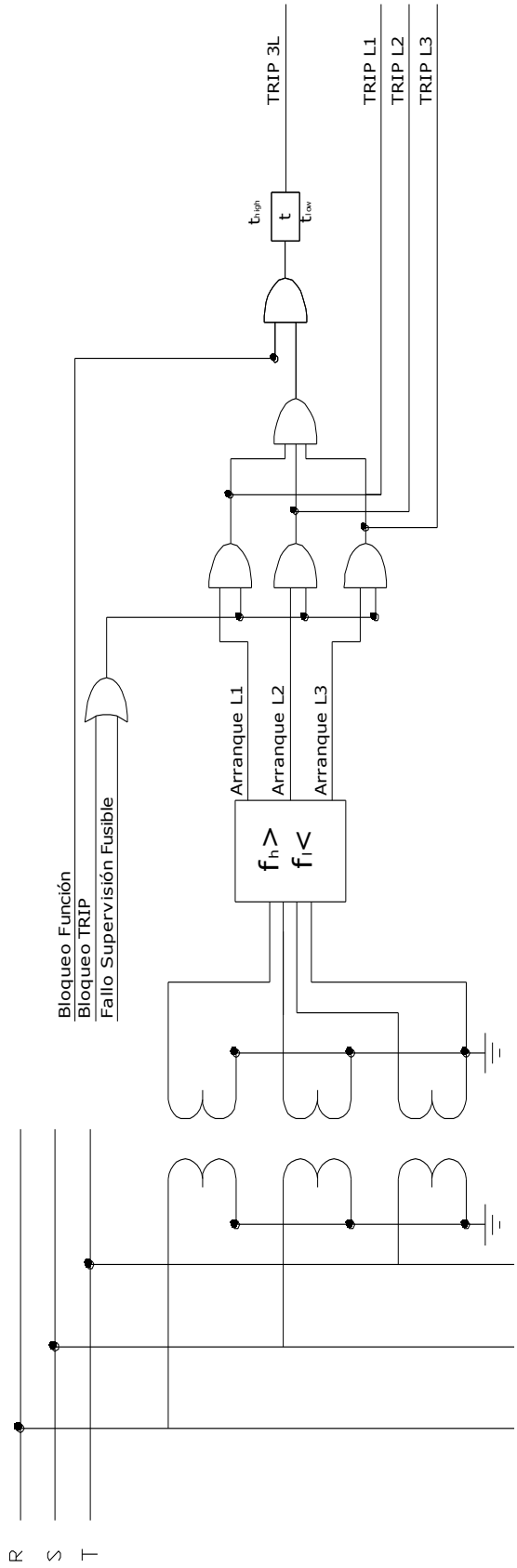



*Figura IV.13. Esquema simplificado de la protección de frecuencia*

## IV.9. *AUTOMATISMO DE REENGANCHADOR*

### IV.9.1. Elementos de ajustes básicos

La función del reenganchador automático opera en cuando las señales de salida de disparo emanadas de las funciones de protección de línea, la función de comprobación de sincronismo y chequeo de energización, y estado de interruptor u otras funciones de protección externas.

*Modo de operación*

El primer ajuste básico de la función de reenganchador automático dentro de un relé de protección es su operación. El modo de operación puede ser activado, desactivado o stand-by, es decir, su modo de operación se activa o desactiva mediante pulsos de una señal de entrada a la función.

*Número de tentativas de reenganche automático*

Número máximo de tentativas de reenganche. Si el relé inicia la orden de reenganche pero por diversos motivos esta orden no se lleva a cabo, el relé vuelve a hacer otra tentativa, hasta un número máximo de tentativas. Una vez superado este número y sigue sin llevarse a cabo la orden de cierre del interruptor, el reenganchador se bloquea.

*Programas de reenganche*

Una de las funciones de las unidades de distancia o diferenciales es el reenganche automático con maniobra monofásica o trifásica dependiendo de las unidades de disparo. Teniendo en cuenta que la inmensa mayoría de las faltas son de carácter monofásico y que su duración es transitoria, es preferible, desde el punto de vista de la estabilidad, utilizar el reenganche monofásico. Si la falta es monofásica el disparo debería ser monofásico, y disparo trifásico en el caso de faltas trifásicas. Los sucesivos reenganches deben ser trifásicos, ajustables en tiempo tras un primer intento fallido de reenganche.

En general existen seis diferentes programas de reenganche:

- Trifásicos: Realiza un reenganche trifásico frente a todo tipo de faltas.
- Monofásico/Bifásico/Trifásico: Reenganche monofásico, bifásico o trifásico en la primera tentativa. Si la primera tentativa de reenganche no tiene éxito, se emite una orden de reenganche trifásico, hasta un máximo de tentativas.
- Monofásico/Bifásico: Reenganche monofásico o bifásico en la primera tentativa de reenganche y trifásico en las siguientes tentativas. Si el disparo de la protección en trifásico, el reenganchador será bloqueado y no tendrá efecto el reenganche.

- Monofásico y Bifásico en la primera tentativa: Reenganche monofásico en la primera tentativa frente disparos monofásicos, y trifásico en las siguientes tentativas. Frente a disparos bifásicos, reenganche bifásico en la primera tentativa pero si la primera tentativa resulta fallida el reenganchador será bloqueado y no tendrá efecto el reenganche. Si el disparo de la protección en trifásico, el reenganchador será bloqueado y no tendrá efecto el reenganche.

- Monofásico/Bifásico y Trifásico en la primera tentativa: Reenganche monofásico o bifásico en la primera tentativa de reenganche y trifásico en las siguientes tentativas. Reenganche trifásico en la primera tentativa frente a disparos trifásicos pero si la primera tentativa resulta fallida el reenganchador será bloqueado y no tendrá efecto el reenganche.

- Monofásico y Bifásico/Trifásico en la primera tentativa: Reenganche monofásico en la primera tentativa de reenganche y trifásico en las siguientes tentativas frente a faltas monofásicas. Reenganche bifásico o trifásico en la primera tentativa frente a disparos bifásicos o trifásicos pero si la primera tentativa resulta fallida el reenganchador será bloqueado y no tendrá efecto el reenganche.

En sistemas de potencia mallados normalmente se suele seleccionar reenganches trifásicos frente a cualquier tipo de disparo de las protecciones.

*Tiempo bloqueo*

Tiempo en el que el reenganchador automático permanece bloqueado debido a que han sido llevadas a cabo el número máximo de tentativas de reenganche. Se suele ajustar este valor a 60 segundos.

*Tiempo de inhibición*

Cuando se emite una orden de reenganche y se lleva a cabo el cierre del interruptor, si vuelve a disparar la protección dentro del tiempo de inhibición, se trata dicho disparo como la misma falta y el reenganchador se bloquea.

*Tiempo muerto*

Debido al arco secundario en los disparos monofásicos y reenganche, el tiempo transcurrido hasta la extinción del arco será más prolongado que para los disparos trifásicos y reenganche. Por esta razón debe fijarse un tiempo muerto desde el disparo de la protección hasta el reenganche. Los criterios básicos para su ajuste son:

- Tiempo muerto de reenganche monofásico: 1000 ms.

- Tiempo muerto de reenganche trifásico: 500 ms.

Si se utiliza un canal permisivo entre los extremos de línea, y la disponibilidad de canal de comunicación es considerada como baja, deberá usarse tiempo muerto prolongado en caso de pérdida de canal.

### IV.9.2. Esquema simplificado de la lógica asociado al automatismo del reenganchador

La operación de la función del reenganchador automático está controlada por el ajuste de su modo de operación, es decir, si está activo o desactivado. La función del reenganchador automático es activada cuando se produce un disparo de protección.

Tras emitirse una orden de disparo, el relé almacenará esta información durante 200 ms. El tiempo de apertura del interruptor se considera aproximadamente en 80 ms. Tras este tiempo el interruptor ha abierto, y en consecuencia, ha dejado de pasar intensidad por él. A partir de este momento comienza la ventana temporal que habilita la recepción de la señal de reenganche automático.

Se exigen un cierto número de condiciones para que sea aceptado la orden de inicio de reenganche y puede llevarse a cabo el reenganche con éxito.

El reenganchador está listo si se dan todas las condiciones:

- Estado de interruptor automático abierto.
- Interruptor automático listo para reenganchar, como por ejemplo, no existe un destensado de muelles o una baja presión de SF6.
- Estado del reenganchador, como por ejemplo, que no esté bloqueado por fallo de cierre.

Después del disparo de protección, se comprueba las condiciones anteriores para iniciar el ciclo de reenganche. Cuando se emite la orden de inicio de inicio de reenganche, se inicia el temporizador de tiempo muerto para esperar la extinción del arco eléctrico.

Una vez transcurrido el tiempo muerto, se da la orden de cierre al interruptor. Si el reenganche es trifásico deberá estar supervisado por la condición de sincronismo. Si se dispone de disparo instantáneo en toda la línea, es probable que cuando se vaya a ejecutar la orden de reenganche las tensiones detrás de las protecciones de cada extremo $U_1$ y $U_2$ sean diferentes, con la línea muerta (sin tensión).

Cuando el interruptor ha cerrado, se inicia el tiempo de inhibición, si durante este tiempo el relé no recibe otro disparo, la función de reenganche se resetea al finaliza dicho periodo.

En la Figura IV.14 se representa el cierre de un interruptor sobre falta permanente. La protección dispara al producirse condiciones de disparo, el reenganche automático se realiza con éxito, pero una vez cerrado el interruptor, la protección vuelve a disparar

debido a que existe una falta permanente. Si este disparo hubiera ocurrido una vez transcurrido el tiempo de inhibición que se inicia tras el primer disparo, el reenganche se hubiera llevado a cabo debido a que el reenganchador se resetea. Sin embargo, la protección dispara sin haber transcurrido ese tiempo, por lo que el reenganchador se bloquea impidiendo el cierre automático del reenganchador.

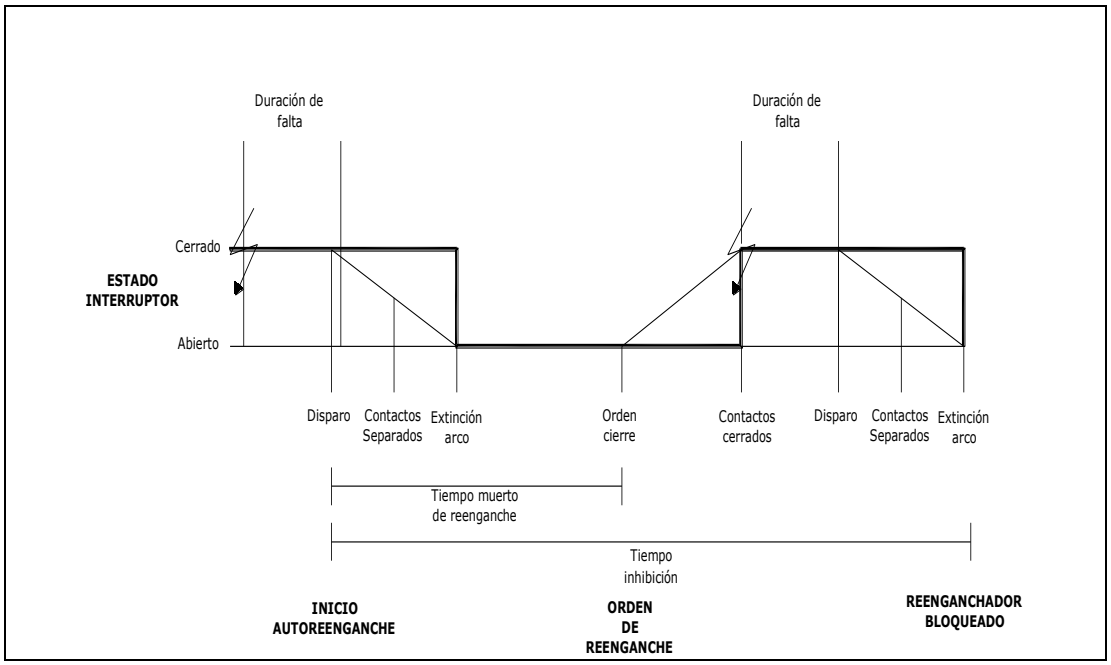



*Figura IV.14. Reenganche automático de una tentativa frente a una falta permanente*

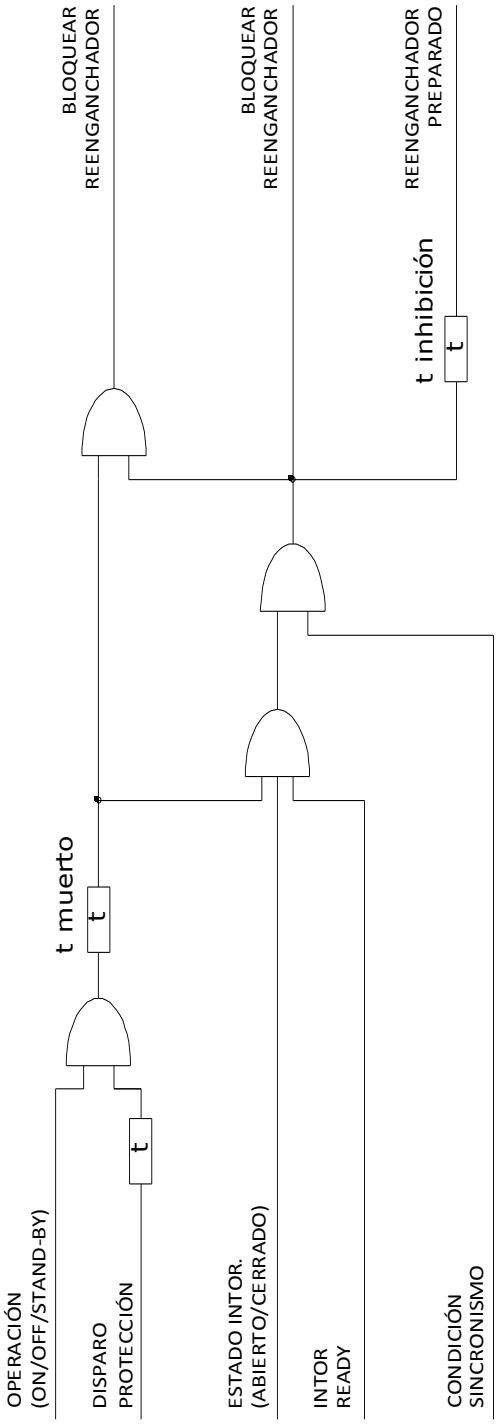



*Figura IV.15. Esquema simplificado de la lógica del automatismo del reenganchador*

## IV.10. *AUTOMATISMO DE SINCRONISMO*

La función de comprobación de sincronismo mide la diferencia entre la tensión de barras y la tensión de línea en los que se hace referencia a la tensión $U_{DIF}$, ángulo de fase ($\phi_{DIF}$)

### IV.10.1. Elementos de ajustes básicos

Se considera que barras o líneas están energizadas cuando su valor es superior al 80% (límite de tensión alta) y en cero o desenergizadas cuando su valor está por debajo del 30 % (límite de tensión baja) de su valor nominal.

Los elementos básicos de ajustes son:

- Tensión de umbral ($U_{alta}$)
- Tensión mínima.
- Diferencia de Tensión permitida ($U_{DIF}$)
- Diferencia de fase permitida ($\phi_{DIF}$)
- Diferencia de frecuencia permitida ($f_{DIF}$)

### IV.10.2. Esquema simplificado de la lógica asociado al automatismo del reenganchador

La función opera y permite el cierre del interruptor cuando se cumplen simultáneamente las siguientes condiciones:

- Las tensiones $U_{LÍNEA}$ y $U_{BARRAS}$ son superiores al valor ajustado.
- Las diferencias en la tensión y ángulos de fase son menores que los valores ajustados, $U_{DIF}$ y $\phi_{DIF}$.
- La diferencia en frecuencia es menor que el límite ajustado para la diferencia de frecuencia. La frecuencia en barras debe encontrarse también dentro de una gama de ±5 Hz respecto a la frecuencia nominal.

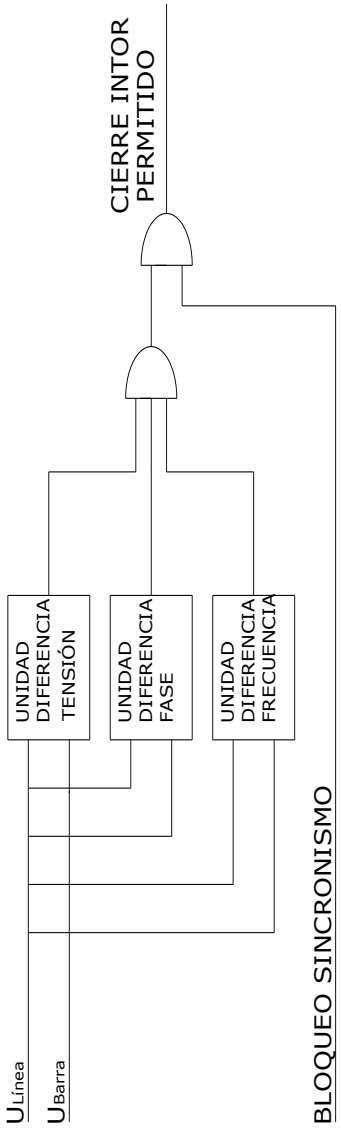



*Figura IV.16. Esquema simplificado de la lógica del automatismo de sincronismo*

# *Anexo V.*

## *OSCILOGRAFÍA*

---

### V.1. *DEFINICIÓN*

Un *osciloperturbógrafo* es un registrador de perturbaciones compacto que lleva a cabo la vigilancia permanente de magnitudes analógicas y lógicas de una o varias posiciones en una subestación eléctrica. Un *oscilo* es el conjunto de datos analógicos y digitales emitidos por el osciloperturbógrafo tras un disparo de una protección y la *oscilografía* es el procedimiento por el cual el osciloperturbógrafo emite el oscilo.

Cuando le llega una orden de disparo externa o interna, los datos de entrada son muestreados, digitalizados y almacenados en memoria que después imprime un diagrama que representa la evolución de las magnitudes vigiladas antes, durante y después del disparo. El análisis de los datos registrados se puede realizar o bien examinando el diagrama emitido por el oscilo o bien cargado los datos almacenados en la memoria en un PC para examinarlos con un programa que el fabricante del oscilo proporciona.

Las prestaciones que proporciona un oscilo son muchos más amplias que el diagrama de la magnitudes analógicas. Además proporciona información sobre el tipo de falta, que protección ha actuado, el tiempo de apertura del interruptor, qué fase del interruptor ha abierto, intensidad de falta, y en algunos programas de fabricantes, el localizador de faltas.

En la Figura V.1 se observa un ejemplo de cómo se representa un registro de las señales analógicas que recoge la protección con registro osciloperturbógrafo.

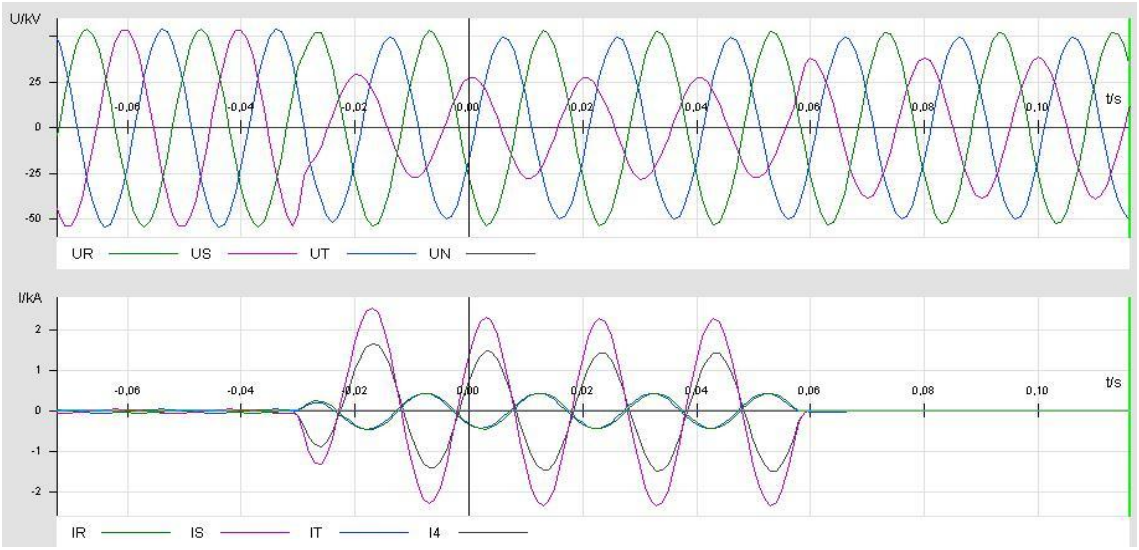



*Figura V.1. Ejemplo de registro de las señales analógicas de un oscilo*

En la Figura V.2 se observa un ejemplo de cómo se representa un registro de las señales digitales que recoge la protección con registro oscilopertubógrafo. Éstas señales son los eventos y alarmas dadas de alta en la base de datos de la protección que emite dicho oscilo.

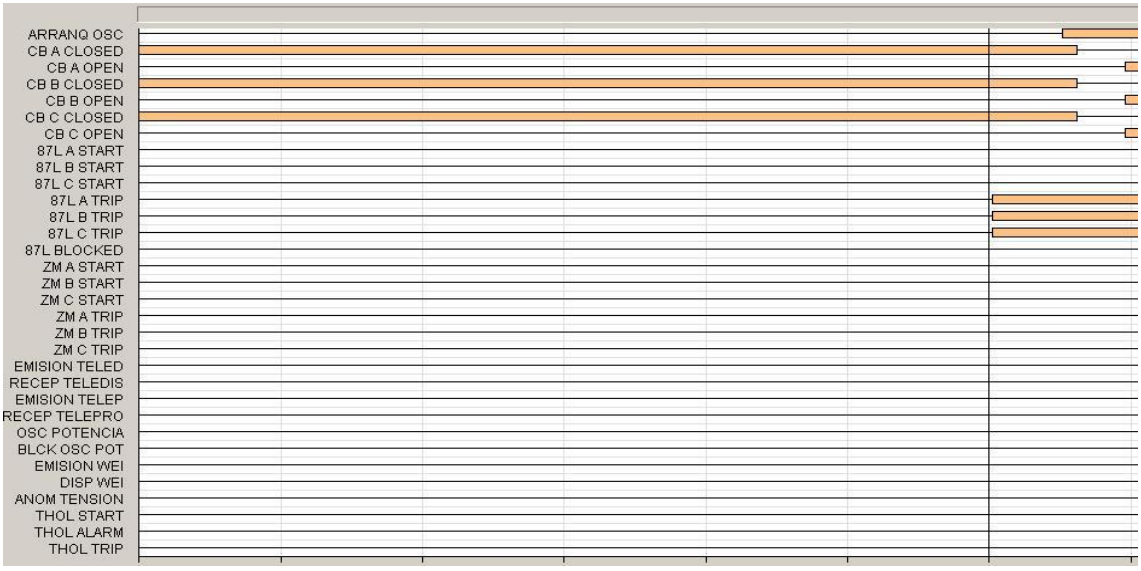



*Figura V.2. Ejemplo de registro de las señales digitales de un oscilo*

En el análisis de incidentes dentro de una compañía eléctrica la oscilografía es una herramienta muy útil para llagar a analizar en detalle un incidente en un sistema eléctrico de potencia.

Para la visualización de oscilos existen diversos programas informáticos que resultan muy útiles como son el *Trasnview* de Omicron y el *Reval* de ABB.

## V.2. *SOFTWARE TRANSVIEW*

Transview es un software para la visualización y el análisis de señales analógicas y señales binarias registradas por los relés de protección. Procesa los datos registrados gráficamente y varias cantidades de salida del sistema de energía de los datos como impedancias, vectores de potencia, valores RMS, etc. Únicamente permite la visualización de oscilos en formato COMTRADE, que se trata de un formato estándar para los registros oscilográficos de acuerdo a IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)

Además los valores analógicos de intensidad o tensión pueden ser representadas en valores secundarios o valores primarios de los transformadores de intensidad de protección.

Transview permite diferentes análisis como son los siguientes:

- *Señales temporales:*

  Señales analógicas y binarias son representadas en función del tiempo. Permite representar y calcular las señales analógicas tanto en valor instantáneo como en valor RMS.

- *Diagramas vectoriales:*

  Esta opción permite visualizar las intensidades y tensiones, por ejemplo las componentes simétricas, como vectores complejos.

- *Diagrama R-X:*

  Esta opción permite representar los valores de impedancia (resistencia y reactancia). En protecciones a distancia, permite representar las zonas de distancia de disparo del relé.

- *Diagrama de Armónicos:*

  Representa el nivel de armónicos en una señal, intensidad o tensión en diagramas de barras en porcentaje sobre la frecuencia fundamental.

- *Tabla de valores:*

  Mediante la opción de movimiento de dos cursores sobre la gráfica de la señal temporal, se muestra en una tabla el valor de la señal deseada.

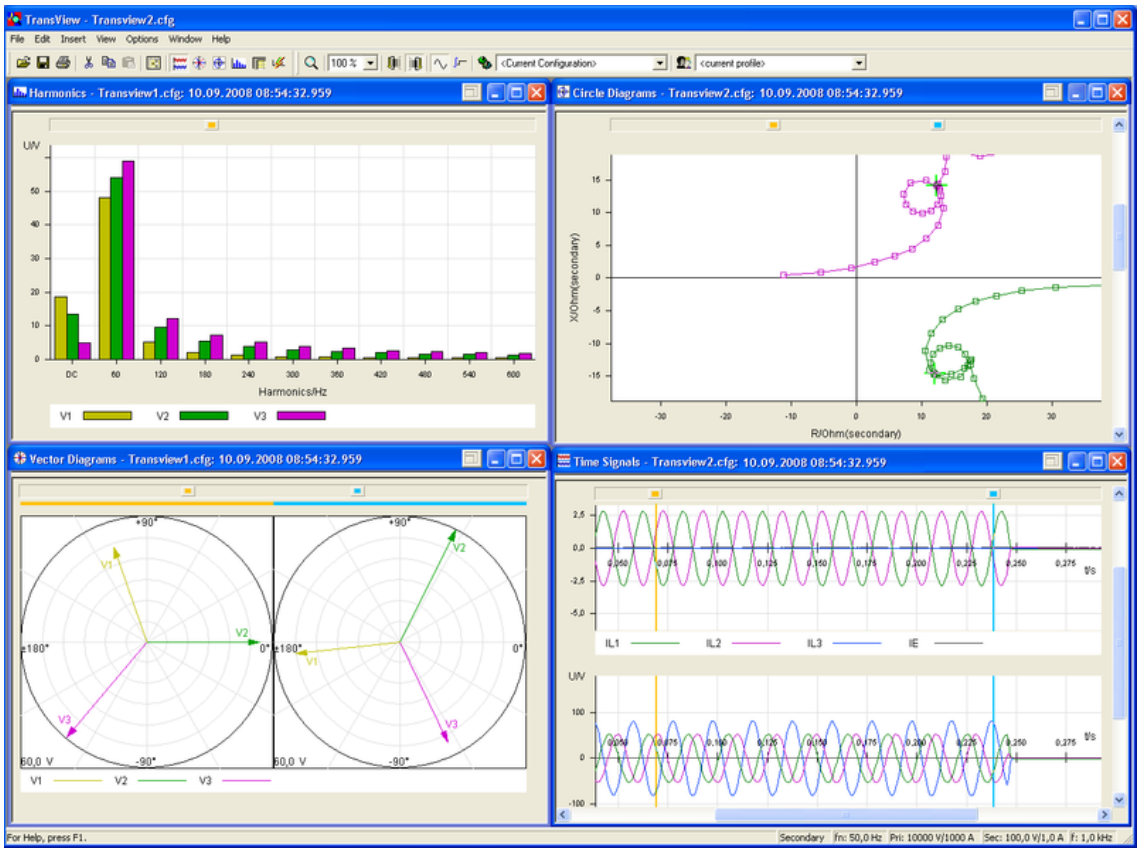



*Figura V.3. Software de análisis Transview [29]*

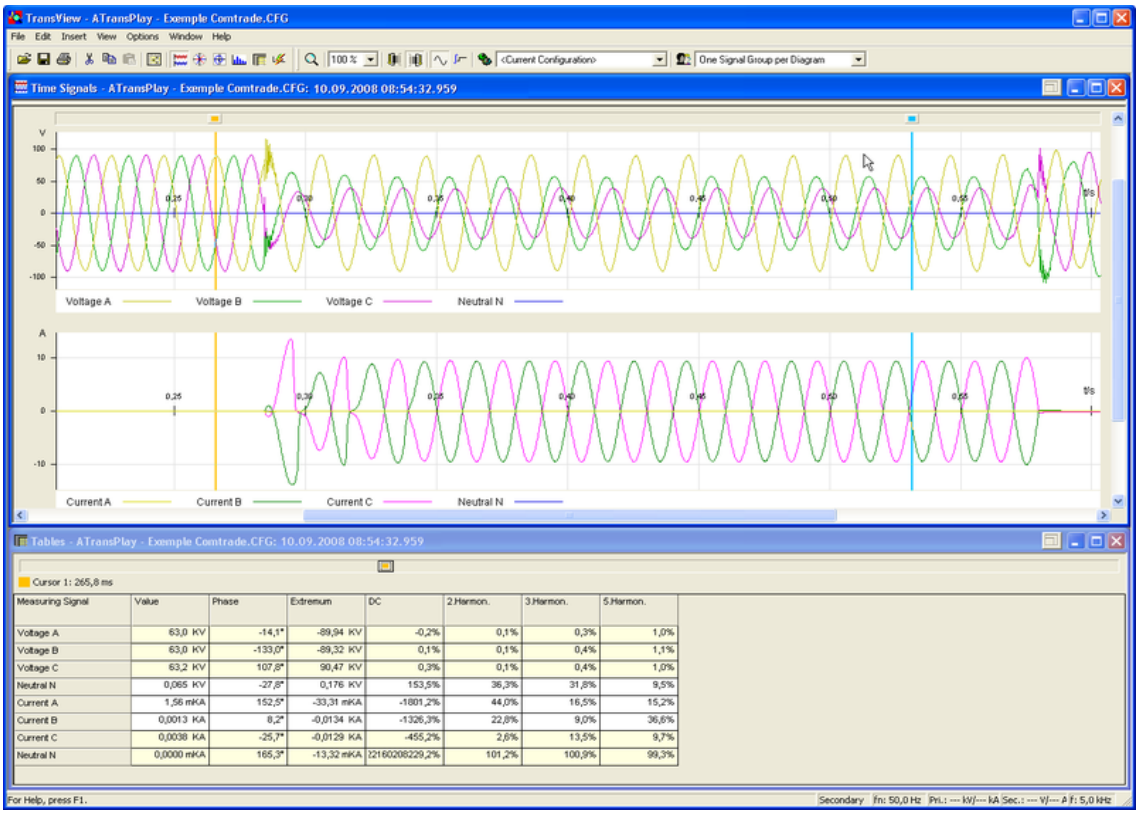



*Figura V.4. Software de análisis Transview [29]*

## V.3. *SOFTWARE REVAL*

REVAL es una herramienta desarrollada por la empresa ABB para la visualización de oscilografía. Todos los relés de la familia ABB (RED67, REL511,…) son necesarios visualizarlos con esta herramienta dado que se registran en formato REH.

REVAL puede manejar tanto el formato REH como el formato estándar COMTRADE. Se puede realizar el análisis de las señales analógicas y digitales con un diagrama temporal para ver su evolución a lo largo de la duración del oscilo.

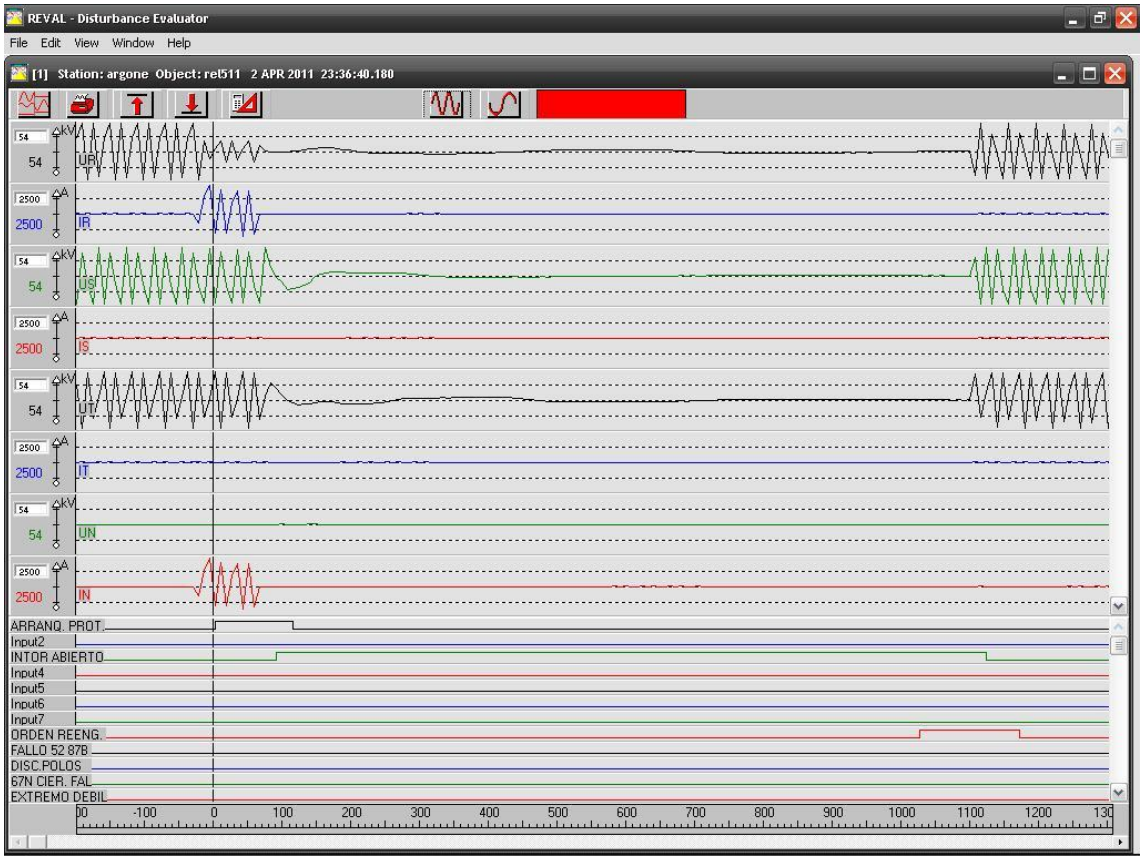



*Figura V.5. Ejemplo de oscilografía visualizada con REVAL*

## V.4. *LISTAS SEÑALES OSCILOS*

Los eventos registrados por los oscilos son una herramienta muy útil para determinar el motivo de actuación de un relé de protección. Mediante el análisis de los diagramas temporales de las señales digitales se observa las variaciones que han sufrido en el transcurso del oscilo.

Estas señales en muchos relés tienen un nombre que no se suele relacionar con el significado de la señal. Esto es porque el relé internamente declara la señal con un nombre correlativo, o porque no se han etiquetado correctamente las señales.

En su análisis es necesario que cada señal venga representada con un nombre que indique su significado, o en su defecto, una serie de listas donde se describan los significados de cada señal para facilitar su análisis.

Con esta premisa anterior a continuación se detallan las listas de las señales de cuatro relés los cuáles son necesarios los significados de las etiquetas de las señales para conocer cuál es cada señal. Estos relés son: familia SEPAM, RED670 de ABB así como la familia REL y RET, P143 de Areva y SEL 421 de Schweitzer Engineering Laboratories, INC.

### V.4.1. Señales oscilos relés familia SEPAM

*Tabla V.1. Lista señales oscilos relés familia SEPAM*

| Señal | Texto |
|---|---|
| PUP | Pick-Up (arranque protección) |
| O3 | Orden Cierre |
| O2 | Orden Abrir |
| O1 | Disparo (interruptor automático o contactor con enganche mecánico) |
| I_Local (I114) | Llave mando - Local |
| I_sin_mando (I113) | Llave mando - sin mando |
| I_muelles (I112) | Muelles destensados |
| I111 | Seccionador PAT abierto |
| I110 | Seccionador PAT cerrado |
| I_antibombeo (I109) | Antibombeo |
| I108 | Seccionador barras 2 abierto |
| I107 | Seccionador barras 2 cerrado |
| I106 | Seccionador barras 1 abierto |
| I105 | Seccionador barras 1 cerrado |
| I104 | Supervisión interruptor cerrado |
| I103 | Supervisión interruptor abierto |
| I_abierto (I102) | Interruptor abierto |
| I_cerrado (I101) | Interruptor cerrado |
| I_A_Reeng_ES (I212 | Autoreengachandor en servicio |
| I_SF6_int (I211) | Disparo/bloqueo SF6 interruptor |
| I_al_SF6_int_cubicul (I210) | Alarma SF6 interruptor cubículo |
| I_m_mot_TT (I209) | Magnetotérmico Tensión Fases |
| I_m_mot_interruptor (I208) | Magnetotérmico Motor Interruptor |

| | |
|---|---|
| I_m_mot_secc (I207) | Magnetotérmico Motor seccionador |
| I204 | Magnetotérmico TTs Tensión Homopolar Abierto |
| I203 | Magnetotérmico TTs Homopolar Medida Abierto |
| I_f_sepam_c_sig (I202) | Falta C.C. o Fallo relé |
| I_F_mando_celda_sig (I201) | Falta C.C. mando |
| I304 | Disparo externo Activo |
| I303 | Alarma externa temperatura |
| I_falta_tension_sup (I302) | Falta tensión supervisión |
| M_mag_exterior (I301) | Falta alimentación Exterior |

### V.4.2. Señales oscilos relé RED670

*Tabla V.2. Lista señales oscilos relé RED670*

| Señal | Texto |
|---|---|
| ARRANQ OSC | Arranque oscilo |
| CB A CLOSED | Polo cerrado fase A |
| CB A OPEN | Polo abierto fase A |
| CB B CLOSED | Polo cerrado fase B |
| CB B OPEN | Polo abierto fase B |
| CB C CLOSED | Polo cerrado fase C |
| CB C OPEN | Polo abierto fase C |
| 87L A START | Arranque fase A función 87 |
| 87L B START | Arranque fase B función 87 |
| 87L C START | Arranque fase C función 87 |
| 87L A TRIP | Disparo fase A función 87 |
| 87L B TRIP | Disparo fase B función 87 |
| 87L C TRIP | Disparo fase C función 87 |
| DIFF BLOCKED | Autobloqueo función 87 por fallo de comunicaciones |
| ZM A START | Arranque fase A función 21 |
| ZM B START | Arranque fase B función 21 |
| ZM C START | Arranque fase C función 21 |
| ZM A TRIP | Disparo fase A función 21 |
| ZM B TRIP | Disparo fase B función 21 |
| ZM C TRIP | Disparo fase C función 21 |
| EMISIÓN TELED | Emisión de teledisparo |
| RECEP TELEDIS | Recepción de teledisparo |
| EMISIÓN TELEP | Emisión de teleprotección |
| RECEP TELEPRO | Recepción de teleprotección |
| OSC POTENCIA | Oscilación de potencia |
| BLCK OSC POT | Bloqueo por oscilación de potencia |
| EMISIÓN WEI | Emisión por Weak Infeed |
| DISP WEI | Disparo por Weak Infeed |
| BLK 21 ANOM U | Bloqueo 21 por anomalía de tensiones |
| THOL START | I > Iajuste función 49 |
| THOL ALARM | Thita > ThitaALARMA |
| THOL TRIP | Disparo función 49 |
| AR SETON | En Servicio / Fuera de Servicio 79 |
| AR AUTOBLOK | Autobloqueo 79 |
| AR CLOSE CB | Orden de reconexión |

| | |
|---|---|
| MAN CLOSE CB | Orden externa de cierre |
| CB NO READY | 52 no preparado disparo 3ph |
| SETT GRP2 | Prolongación de alcance |
| BLCK AR EXT | Bloqueo externo 79 |
| BFP TRIP | Disparo Fallo Interruptor |
| BBP TRIP | Disparo 87 Barras |
| DISP A PROT 2 | Disparo fase A relé 2 |
| DISP B PROT 2 | Disparo fase B relé 2 |
| DISP C PROT 2 | Disparo fase C relé 2 |
| FALLO PROT 2 | Relé 2 Fuera de servicio |

### V.4.3. Señales oscilos relé P143

*Tabla V.3. Lista señales oscilos relé P143*

| Señal | Texto |
|---|---|
| 01ORDEN DE CIERRE | Inicio orden de cierre |
| FALTA SINCRON. | Falta sincronismo |
| 015 FALTA V MED | Pérdida de tensión de medida |
| ORDEN CIERRE 25 | Contacto de salida encargado de dar la orden de salida |
| 08 SIN FUNCIÓN | - |
| 09 SIN FUNCIÓN | - |
| DISPARO "0" 1B | Disparos función mínima frecuencia/Fallo Intor sobre bobina 1 |
| DISPARO "4" 1B | Disparos función mínima frecuencia/Fallo Intor sobre bobina 1 |
| DISPARO "8" 1B | Disparos función mínima frecuencia/Fallo Intor sobre bobina 1 |
| DISPARO "0" 2B | Disparos función mínima frecuencia/Fallo Intor sobre bobina 2 |
| DISPARO "4" 2B | Disparos función mínima frecuencia/Fallo Intor sobre bobina 2 |
| DISPARO "8" 2B | Disparos función mínima frecuencia/Fallo Intor sobre bobina 2 |
| O11 FI ARR 3P 1B | Arranque FI por protección externa |
| O12 FI ARR 3P 2B | Arranque FI por protección externa |
| O13 DISP. P.D.B. | Disparo de la función PDF por fallo por interruptor. Impide reenganche |
| 014 ARR 50 BF PDF | Arranque FI por 87B |
| I>2 DISPARO | Disparo sobreintensidad |
| O16 REENGANCHE | Inicio orden de reenganche |
| DISP. 50S-62 | - |
| SIN FUNCIÓN | - |
| DISP. 1 NIVEL F< | Disparo mínima frecuencia |
| SIN FUNCIÓN | - |
| O2 VIG 1B"0"52-A | se emplea para la funcionalidad de supervisión de los circuitos de disparo |

| | |
|---|---|
| O3 VIG 1B"0"52-B | se emplea para la funcionalidad de supervisión de los circuitos de disparo |
| O4 VIG 1B"4"52-A | se emplea para la funcionalidad de supervisión de los circuitos de disparo |
| O5 VIG 1B"4"52-B | se emplea para la funcionalidad de supervisión de los circuitos de disparo |
| O6 VIG 1B"8"52-A | se emplea para la funcionalidad de supervisión de los circuitos de disparo |
| O7 VIG 1B"8"52-B | se emplea para la funcionalidad de supervisión de los circuitos de disparo |
| FALTA VIA 1B | - |
| FALTA CC FALLO | protección se encuentra en modo fallo o exista ausencia de tensión auxiliar, |

### V.4.4. Señales oscilos relé SEL421

*Tabla V.4. Lista señales oscilos relé SEL421*

| Señal | Descripción |
|---|---|
| 27APO | Mínima tensión fase A, Polo Abierto |
| 27BPO | Mínima tensión fase B, Polo Abierto |
| 27CPO | Mínima tensión fase C, Polo Abierto |
| 3PO | Todos los polos abiertos |
| SPO | Uno o dos polos abiertos |
| SPOA | Fase A abierta |
| SPOB | Fase B abierta |
| SPOC | Fase C abierta |
| 3PT | Disparo 3 polos |
| SPT | Disparo un polo |
| LOPHA | Fase Línea A abierta |
| LOPHB | Fase Línea B abierta |
| LOPHC | Fase Línea C abierta |
| FIDEN | Identificador de faltas a tierra habilitado |
| FSA | Fase A en falta a tierra |
| FSB | Fase B en falta a tierra |
| FSC | Fase C en falta a tierra |
| 50Q1 | Nivel 1 de sobrecorriente secuencia negativa (función 50) |
| 50Q2 | Nivel 2 de sobrecorriente secuencia negativa (función 50) |
| 50Q3 | Nivel 3 de sobrecorriente secuencia negativa (función 50) |
| 50Q4 | Nivel 4 de sobrecorriente secuencia negativa (función 50) |
| 67Q1 | Nivel 1 de sobrecorriente direccional secuencia negativa (función 67) |
| 67Q2 | Nivel 2 de sobrecorriente direccional secuencia negativa (función 67) |
| 67Q3 | Nivel 3 de sobrecorriente direccional secuencia negativa (función 67) |
| 67Q4 | Nivel 4 de sobrecorriente direccional secuencia negativa (función 67) |
| 67G1T | Nivel 1 de sobrecorriente direccional residual a tierra de tiempo definido (función 67N) |

| | |
|---|---|
| 67G2T | Nivel 2 de sobrecorriente direccional residual a tierra de tiempo definido (función 67N) |
| 67G3T | Nivel 3 de sobrecorriente direccional residual a tierra de tiempo definido (función 67N) |
| 67G4T | Nivel 4 de sobrecorriente direccional residual a tierra de tiempo definido (función 67N) |
| 67G1 | Nivel 1 de sobrecorriente direccional residual de tiempo definido (función 67NS) |
| 67G2 | Nivel 2 de sobrecorriente direccional residual de tiempo definido (función 67NS) |
| 67G3 | Nivel 3 de sobrecorriente direccional residual de tiempo definido (función 67NS) |
| 67G4 | Nivel 4 de sobrecorriente direccional residual de tiempo definido (función 67NS) |
| 51S1 | Pick-up elemento 1 sobrecorriente de tiempo inverso |
| 51S1R | Reset elemento 1 sobrecorriente de tiempo inverso |
| 51S1T | Fuera de tiempo 1 elemento sobrecorriente de tiempo inverso |
| 51S2 | Pick-up elemento 2 sobrecorriente de tiempo inverso |
| 51S2R | Reset elemento 2 sobrecorriente de tiempo inverso |
| 51S2T | Fuera de tiempo 2 elemento sobrecorriente de tiempo inverso |
| 51S3 | Pick-up elemento 3 sobrecorriente de tiempo inverso |
| 51S3R | Reset elemento 3 sobrecorriente de tiempo inverso |
| 51S3T | Fuera de tiempo 3 elemento sobrecorriente de tiempo inverso |
| 52AA1 | Entrada del relé que muestra el estado del interruptor (52AA1=1: interruptor cerrado). En caso de interruptor unipolar, estado del polo A |
| 52AB1 | Entrada del relé que muestra el estado del polo B del interruptor (si BK1TYP=1) |
| 52AC1 | Entrada del relé que muestra el estado del polo C del interruptor (si BK1TYP=1) |
| 67Q1 | Elemento Nivel 1 Secuencia negativa sobrecorriente direccional |
| 67Q2 | Elemento Nivel 2 Secuencia negativa sobrecorriente direccional |
| 67Q3 | Elemento Nivel 3 Secuencia negativa sobrecorriente direccional |
| 67Q4 | Elemento Nivel 4 Secuencia negativa sobrecorriente direccional |
| BK1CL | Orden de reconexión |
| BK1LO | Autobloqueo 79 |
| DFAULT | Bloqueo de registro de medidas |
| EAFSRC | - |
| ER | Condición de inicio de registro oscilográfico y de eventos |
| FIDEN | Activada Lógica identificación de Falta |
| FSA | Sector falta fase A |
| FSB | Sector falta fase B |
| FSC | Sector falta fase C |
| ILOP | - |
| IN101 | Polo abierto Fase A (L1 ABIERTO) |
| IN102 | Polo abierto Fase B (L2 ABIERTO) |

| | |
|---|---|
| IN103 | Polo abierto Fase C (L3 ABIERTO) |
| IN104 | Polo cerrado Fase A (L1 CERRADO) |
| IN105 | Polo cerrado Fase B (L2 CERRADO) |
| IN106 | Polo cerrado Fase D (L3 CERRADO) |
| IN201 | Relé 1 Fuera de Servicio (anomalía Prot. Ppal.) |
| IN202 | Int. No preparado (Int y medio) |
| IN203 | Secc. Línea Abto (Int. y medio) |
| IN204 | Disparo Fallo Interruptor |
| IN205 | Disparo 87 Barras |
| IN206 | Orden conexión (Local-RTU) |
| IN207 | - |
| IN208 | - |
| IN213 | Recepción de Teleprotección |
| IN213 | En Servicio/Fuera Servicio 79 |
| IN214 | Prolongación de Alcance |
| IN215 | 52 No preparado Disparo 3ph |
| IN216 | Orden externa de cierre |
| IN217 | Estado función reenganche (en servicio / fuera de servicio) |
| IN220 | Bloqueo Disparo Interruptor Acoplamiento |
| LOPHC | - |
| LOPHC | - |
| M1P | Elemento Mho Zona 1 |
| M2P | Elemento Mho Zona 2 |
| M3P | Elemento Mho Zona 3 |
| M4P | Elemento Mho Zona 4 |
| M5P | Elemento Mho Zona 5 |
| OUT103 | Disparo Fase A (a 1ª protección) |
| OUT104 | Disparo Fase B (a 1ª protección) |
| OUT105 | Disparo Fase C (a 1ª protección) |
| OUT106 | Bloqueo Reenganche a 1ª protección |
| OUT204 | Emisión de Teleprotección |
| OUT208 | Disparo Interruptor de Acoplamiento |
| PLT01 | Disparo Fase A Función 21 |
| PLT02 | Disparo Fase B Función 21 |
| PLT03 | Disparo Fase C Función 21 |
| PSV03 | Arranque 67N |
| PSV04 | Disparo 67N Tiempo definido 1 |
| PSV05 | Disparo 67N Tiempo definido 2 |
| PSV06 | Disparo 67N Instantáneo |
| PSV07 | Arranque Fase A Función 21 |
| PSV08 | Arranque Fase B Función 21 |
| PSV09 | Arranque Fase C Función 21 |
| PSV11 | Defecto monofásico (inicio/final) |
| PSV12 | Defecto polifásico (inicio/final) |
| PSV13 | Disparo definitivo dirección circuito protegido |

| | |
|---|---|
| PSV14 | Temporización transcurrida de 1ª zona en direeción circuito protegido (impulsional) |
| PSV15 | Temporización transcurrida de 1ª zona en direeción circuito protegido (impulsional) |
| PSV16 | Temporización transcurrida de 1ª zona en direeción circuito protegido (impulsional) |
| PSV17 | Oscilación de potencia (inicio/final) |
| PSV18 | Bloqueo 21 por Oscilación de Potencia |
| PSV18 | Bloqueo por oscilación de potencia (inicio/final) |
| PSV19 | Disparo por Weak Infeed |
| PSV21 | Bloqueo 21/67N Anomalía Tensiones Medida |
| PSV25 | Disparo 67N Curva |
| PSV27 | Disparo por cierre sobre falta |
| PSV28 | Disparo fase A dirección barras int acoplamiento |
| PSV29 | Disparo fase B dirección barras int acoplamiento |
| PSV30 | Disparo fase C dirección barras int acoplamiento |
| PSV31 | Temporización transcurrida de 1ª zona en dirección circuito de barras (impulsional) |
| PSV32 | Temporización transcurrida de 2ª zona en dirección circuito de barras (impulsional) |
| PSV38 | Bloqueo 21 por oscilación de potencia o Bloqueo 21/67N anomalía tensiones medida |
| PSV39 | Disparo 67N general |
| PSV40 | Disparo Fallo Interruptor o Disparo 87 Barras |
| PSV42 | Disparo función 21, fase A, B y C (*) |
| PSV43 | Interruptor cerrado, fase A, B y C (*) |
| SOFTE | Cierre sobre falta |
| SPOA | Estado polo A |
| SPOB | Estado polo B |
| SPOC | Estado polo C |
| TPA | Disparo fase A |
| TPA1 | Disparo fase A disyuntor 1 |
| TPA2 | Disparo fase A disyuntor 2 |
| TPB | Disparo fase B |
| TPB1 | Disparo fase B disyuntor 1 |
| TPB2 | Disparo fase B disyuntor 2 |
| TPC | Disparo fase C |
| TPC1 | Disparo fase C disyuntor 1 |
| TPC2 | Disparo fase C disyuntor 2 |
| TRIP | Disparo fase A o fase B o fase C |
| Z1G | Zona 1 a tierra distancia |
| Z2G | Zona 2 a tierra distancia |
| Z3G | Zona 3 a tierra distancia |
| Z4G | Zona 4 a tierra distancia |
| Z5G | Zona 5 a tierra distancia |

# *Anexo VI.*

## *LIBRERÍA TIPIFICADA DE FALTAS*

---

### VI.1. *INTRODUCCIÓN*

La optimización del análisis de incidentes llega a ser un factor importante ya que minimiza los recursos humanos utilizados en la empresa para su correcta operación. Dentro de esta optimización se hace necesaria la identificación del tipo de cortocircuito a simple vista de la oscilografía registradas en los relés de protección por actuaciones ante faltas eléctricas.

A continuación se van a describir las típicas faltas que ocurren en los sistemas eléctricos de potencia mediante el análisis de la oscilografía y teniendo en cuenta el cálculos de las componentes simétricas realizado en el Anexo 2, para el uso dentro de un análisis de un incidente.

### VI.2. *FALTA MONOFÁSICA CON CONEXIÓN A TIERRA*

Un cortocircuito monofásico con conexión a tierra se produce cuando de manera accidental se pone en contacto una de las fases con tierra, bien sea de manera directa o con una impedancia de puesta a tierra de una línea eléctrica.

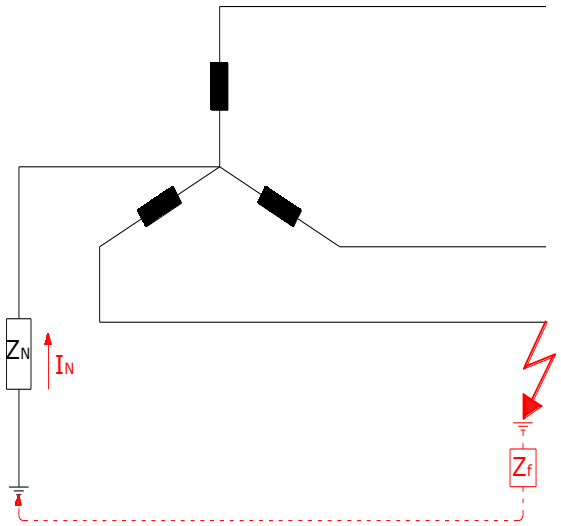



*Figura VI.1. Cortocircuito monofásico a tierra*

Como se trata de un cortocircuito desequilibrado se calcula utilizando sus componentes simétricas. En un cortocircuito monofásico tenemos que idealmente (Anexo2):

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_0$$

$$\overline{I_{ak}} = \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_0 = 3\bar{I}_0$$

$$\overline{I_{bk}} = \overline{I_{ck}} = 0$$

Siendo $\overline{I_{ak}}, \overline{I_{bk}}$ $y$ $\overline{I_{ck}}$ las intensidades de las fases a, b y c en el momento de la falta en el nudo k, donde se ha producido dicha falta.

Mediante el análisis de la oscilografía en una falta podemos determinar el tipo de falta que ocurre. A continuación, en la Figura VI.2, se muestra la oscilografía de una falta monofásica a tierra en la fase S. Se observa como la intensidad de falta en la fase S es prácticamente igual que la intensidad de neutro. Además la tensión de la fase S cae considerablemente respecto la tensión en la situación de prefalta. Dependiendo de la resistividad de la falta, esta tensión puede disminuir en mayor o menor medida. Si la falta es muy resistiva, la tensión de la fase afectada no se ve casi afectada dado que $U_R = Z_f \cdot I_f$ siendo la R la supuesta fase en falta. Sin embargo, si la falta es poco resistiva, existe una disminución considerable de la tensión de la fase en falta.

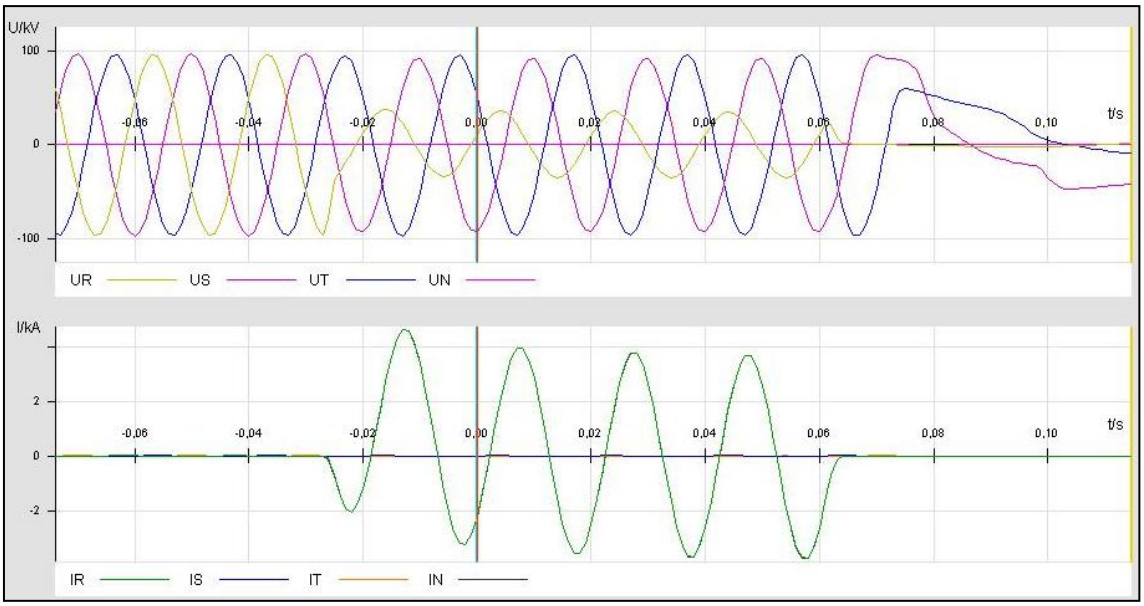



*Figura VI.2. Oscilografía registrada ante una falta monofásica a tierra*

Además, hemos visto que las tres componentes simétricas de la intensidad son iguales idealmente. En la Figura VI.3. se representa las tres componentes simétricas y se puede apreciar que son prácticamente iguales.

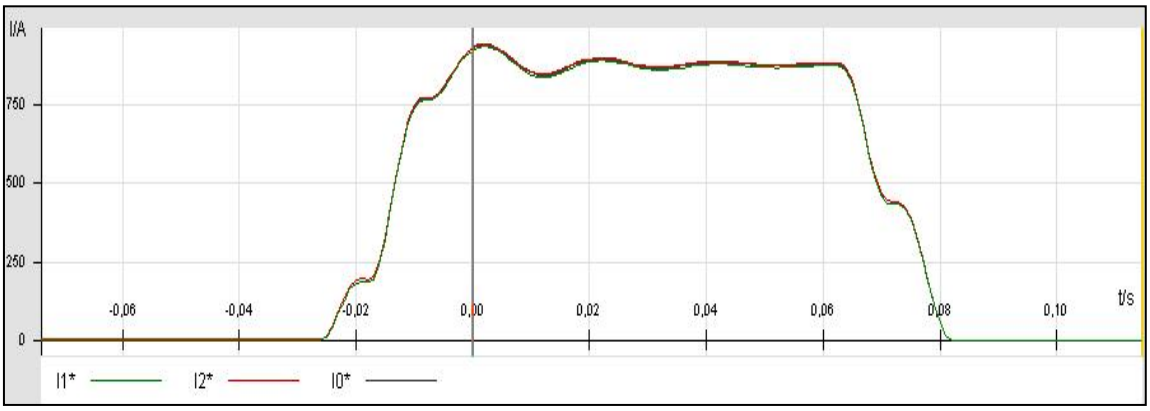



*Figura VI.3 Representación de las componentes simétricas de la intensidad en una falta monofásica a tierra*

En situación de prefalta, nos encontramos ante un sistema trifásico equilibrado donde cada fase se encuentra desfasada 120° (Figura VI.4). Al ocurrir un cortocircuito monofásico a tierra, el sistema deja de ser equilibrado. Mediante el análisis de los fasores de tensión e intensidad podemos observar este desequilibrio que existe en las tres fases al encontrarse en situación de falta monofásica a tierra, exactamente se observa como el fasor de la intensidad de la fase en falta es igual que el fasor de la intensidad de neutro, realidad que ocurre en cortocircuitos monofásicos (Figura VI.4)

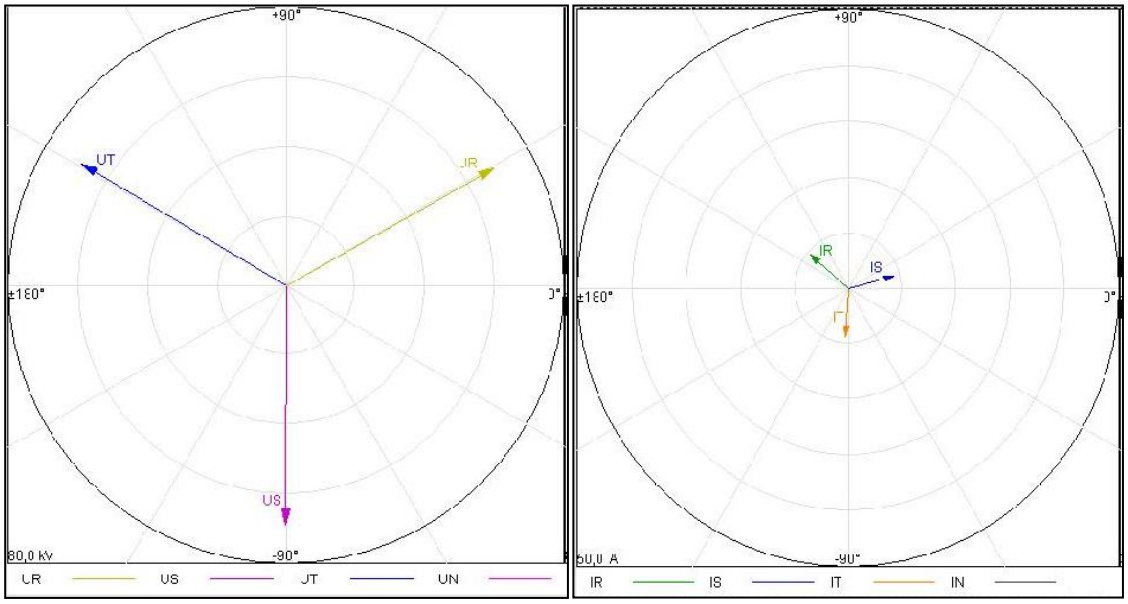



*Figura VI.4. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad en situación de prefalta*

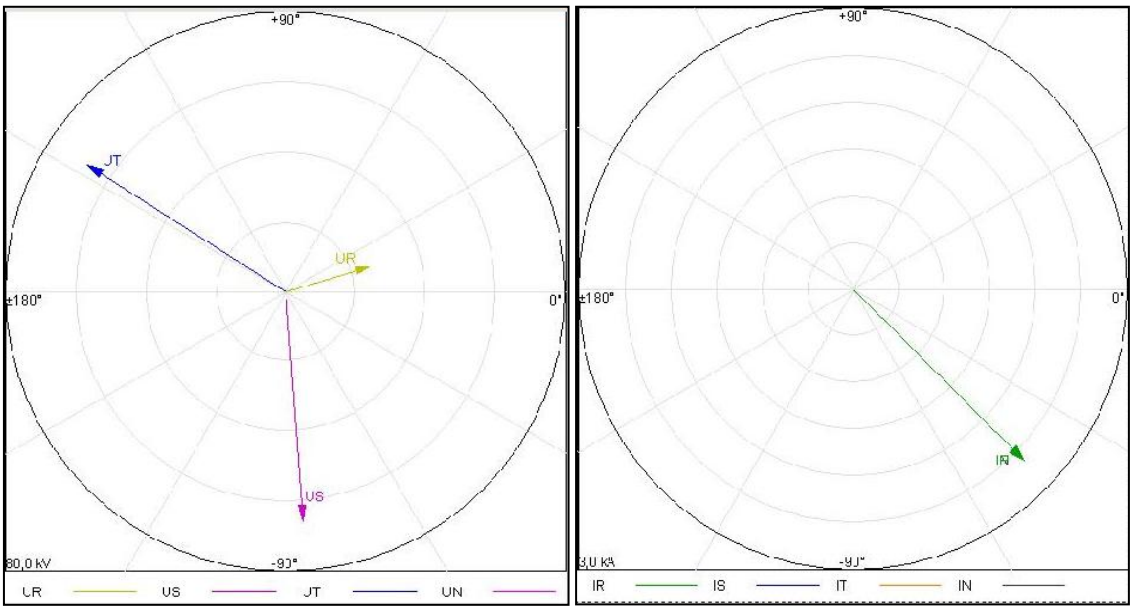



*Figura VI.5. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad en situación de falta*

## VI.3. *FALTA BIFÁSICA SIN CONEXIÓN A TIERRA*

Un cortocircuito bifásico con conexión a tierra se produce cuando de manera accidental se ponen en contacto dos fases cualesquiera de una línea eléctrica.

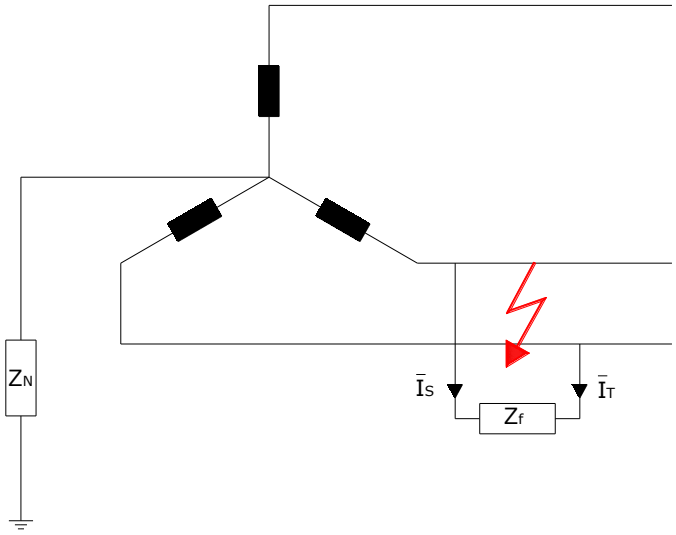



*Figura VI.6. Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra.*

Como se trata de un cortocircuito desequilibrado se calcula utilizando sus componentes simétricas (Anexo2). En un cortocircuito bifásico tenemos que:

$$\bar{I}_1 = -\bar{I}_2$$

$$\bar{I}_0 = 0\ A$$

$$\overline{I_{bk}} = -\overline{I_{ck}}$$

donde se considera que las fase b y c, o S y T, son las fases en falta.

Mediante el análisis de la oscilografía en una falta podemos determinar el tipo de falta que ocurre. A continuación, en la Figura VI.7, se muestra la oscilografía de una falta bifásica a tierra en la fase S y T. Se observa como las fases en falta se encuentran en contrafase, mientras que las tensiones en las fases afectadas caen un determinado valor debido a la resistencia de falta entre las dos fases. Además se puede observar como la $I_N$ es nula dado que no hay conexión a tierra durante el cortocircuito y la intensidad homopolar es nula.

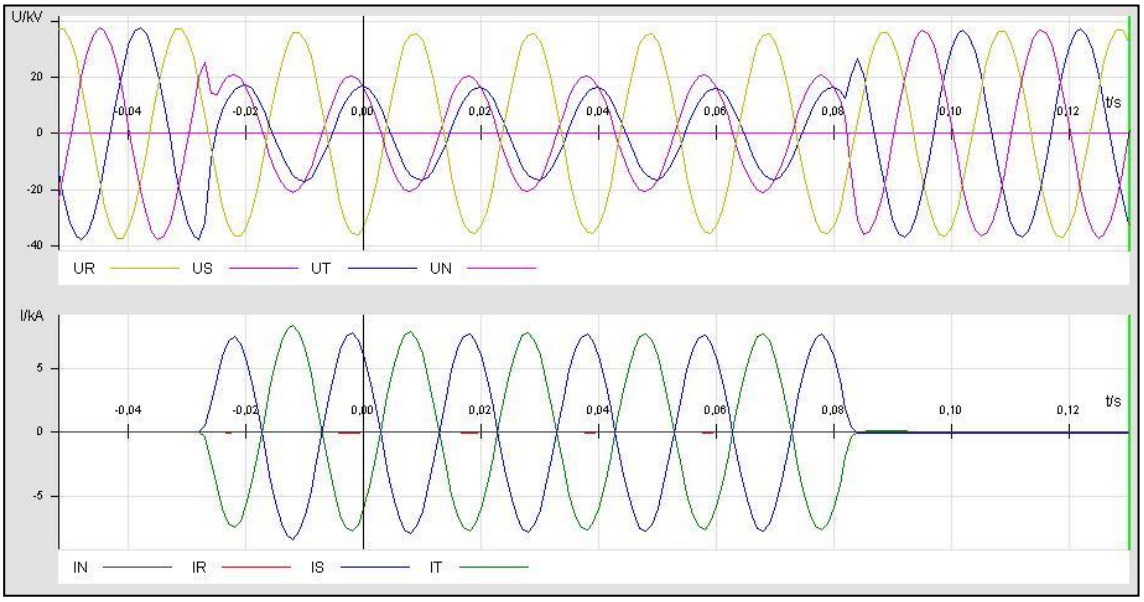



*Figura VI.7. Oscilografía registrada ante una falta bifásica sin conexión a tierra*

Además, como hemos visto teóricamente las componentes directa e inversa de las intensidad de son iguales pero de signo contrario. En la Figura VI.8, se observa como el valor de la componente directa de la intensidad de falta es igual que la componente de la componente inversa dado que en el oscilo se mide en valor eficaz por lo que se representa iguales.

*Figura VI.8. Representación de las componentes simétricas de la intensidad en una falta bifásica sin conexión a tierra*

En situación de prefalta, nos encontramos ante un sistema trifásico equilibrado donde cada fase se encuentra desfasada 120° (Figura VI.9). Al ocurrir un cortocircuito bifásico sin conexión a tierra, el sistema deja de ser equilibrado. Mediante el análisis de los fasores de tensión e intensidad podemos observar este desequilibrio que existe en las tres fases al encontrarse en situación de falta bifásica sin conexión a tierra. En la situación de falta, las intensidades de las fases afectadas se encuentran en contrafase (Figura VI.9).

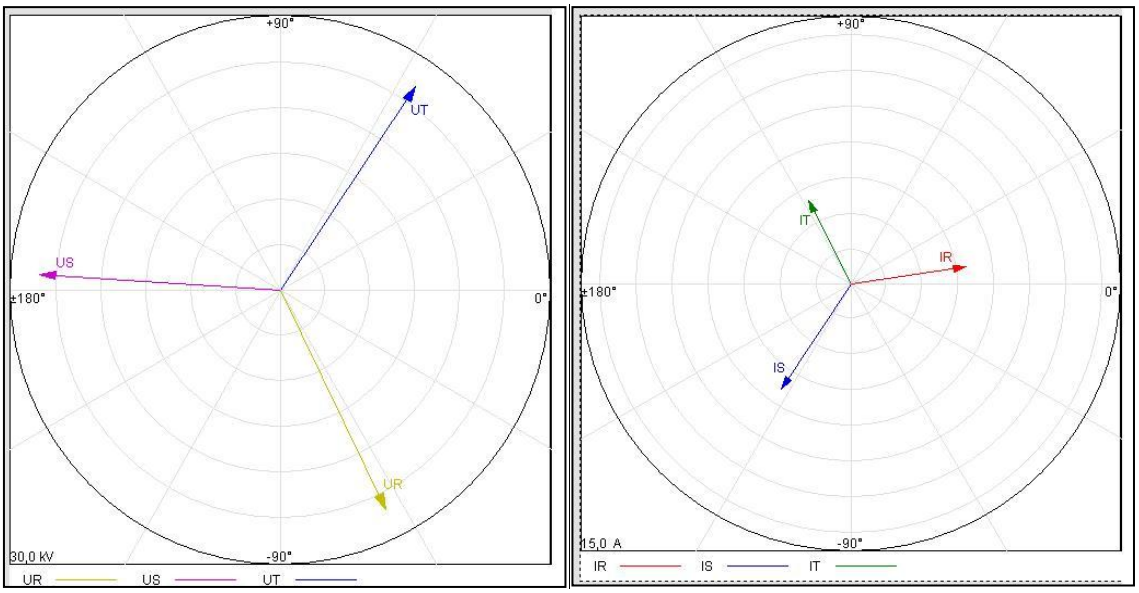



*Figura VI.9. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad en situación de prefalta*

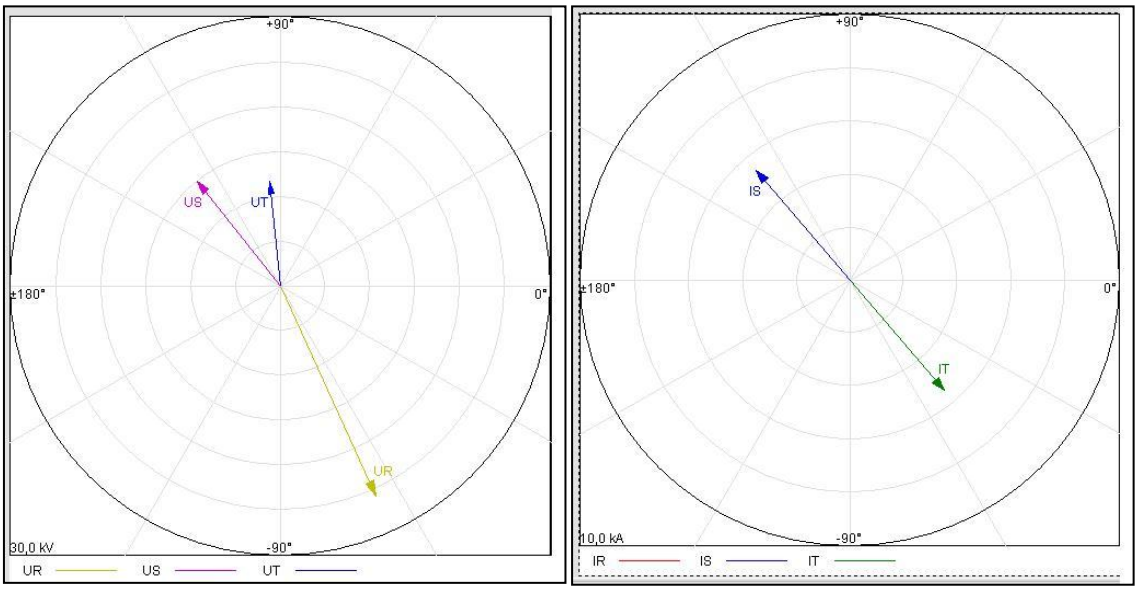



*Figura VI.10. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad durante la falta*

## A6.4. *FALTA TRIFÁSICA EQUILIBRADA*

Un cortocircuito trifásico se produce (Figura VI.11) cuando de manera accidental se ponen en contacto las tres fases ya sea de manera directa o a través de una impedancia de falta

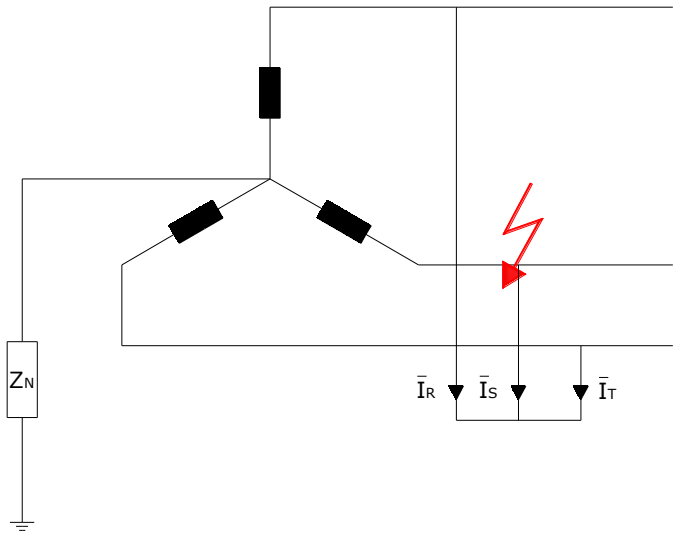



*Figura VI.11. Cortocircuito trifásico equilibrado a tierra.*

Como se trata de un cortocircuito desequilibrado se calcula utilizando sus componentes simétricas (Anexo2). En un cortocircuito bifásico tenemos que:

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k}}$$

$$\bar{I}_2 = 0\ A$$

$$\bar{I}_0 = 0\ A$$

$$\overline{I_{ak}} + \overline{I_{bk}} + \overline{I_{ck}} = 0$$

donde se considera que las fase a, b y c, o R, S y T, son las fases en falta.

Mediante el análisis de la oscilografía en una falta podemos determinar el tipo de falta que ocurre. A continuación, en la Figura VI.12, se muestra la oscilografía de una falta trifásica equilibrada en las tres fases del sistema. Se observa como las tres fases en falta se encuentran en un sistema equilibrado, mientras que las tensiones en las fases afectadas caen un determinado valor debido a la resistencia de falta. Además se puede observar como la $I_N$ es nula dado que no hay conexión a tierra durante el cortocircuito y la intensidad homopolar es nula.

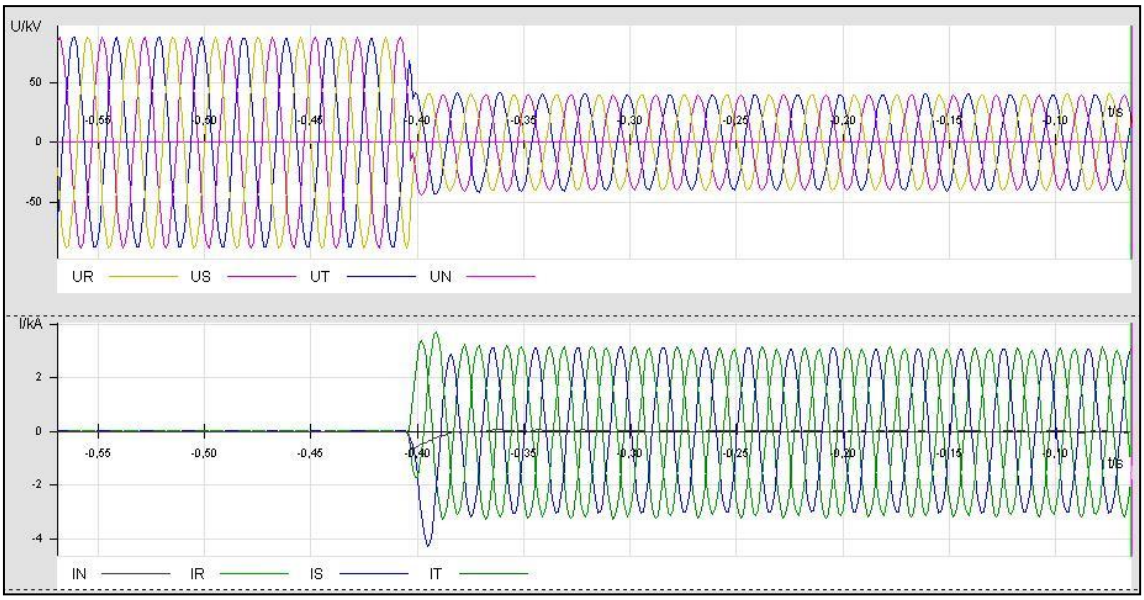



*Figura VI.12. Oscilografía registrada ante una falta trifásica equilibrada*

En situación de prefalta, nos encontramos ante un sistema trifásico equilibrado donde cada fase se encuentra desfasada 120° (Figura VI.13). Al ocurrir un cortocircuito trifásico equilibrado sin conexión a tierra, el sistema sigue siendo equilibrado. Mediante el análisis de los fasores de tensión e intensidad podemos observar este equilibrio que existe en las tres fases al encontrarse en situación de falta trifásica. La diferencia entre los fasores en situación de prefalta y en situación de falta es la magnitud de ellos, ya que al ser una falta equilibrado, los fasores se encuentran desfasados 120° (Figura VI.14).

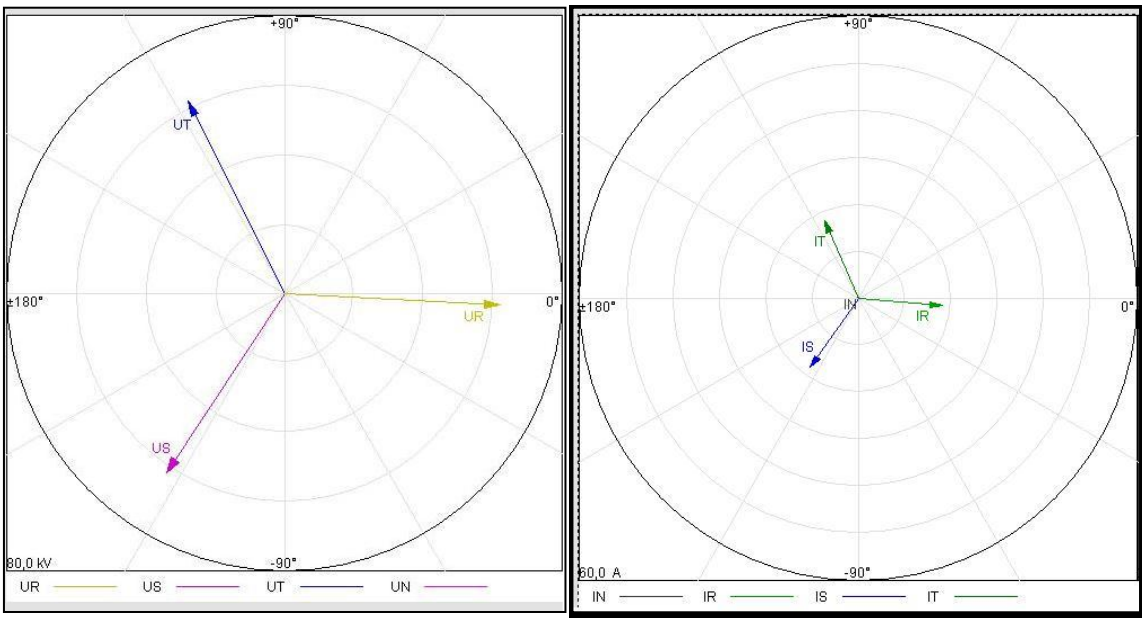



*Figura VI.13. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad en situación de prefalta*

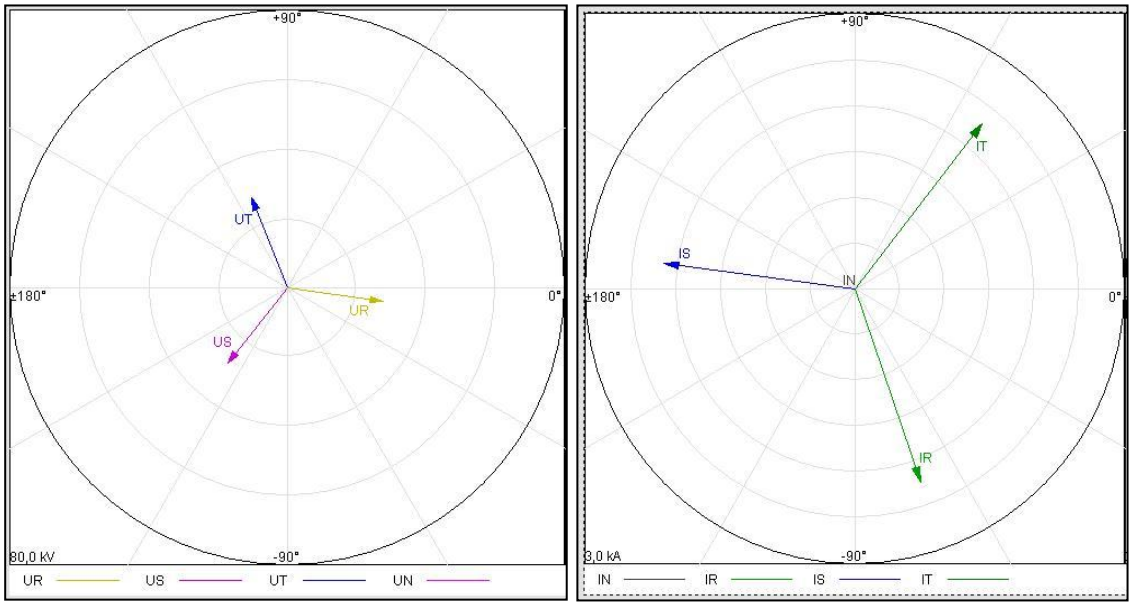



*Figura VI.14. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad durante la falta*

## VI.4. *FALTA MONOFÁSICA A TIERRA QUE EVOLUCIONA A BIFÁSICA CON CONEXIÓN A TIERRA*

En un principio se produce un cortocircuito monofásico a tierra. Un cortocircuito bifásico se produce (Figura VI.15) se produce cuando de manera accidental se pone en contacto una de las fases con tierra, bien sea de manera directa o con una impedancia de puesta a tierra de una línea eléctrica.

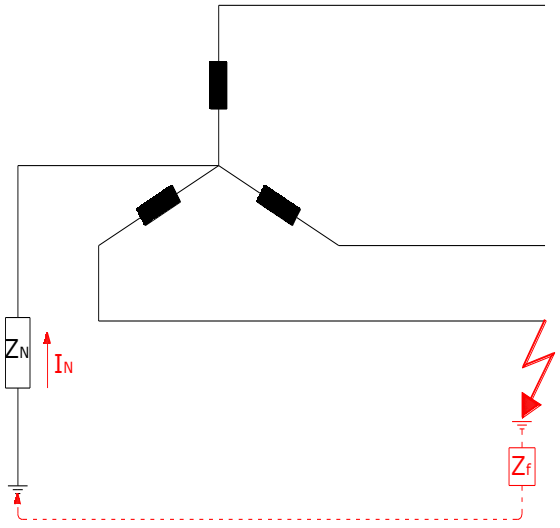



*Figura VI.15 Cortocircuito monofásico a tierra.*

Sin embargo, esta falta evoluciona a falta bifásica a tierra debido a que una de las fases sanas también entra en contacto con la fase en falta que había iniciado el cortocircuito provocando finalmente un cortocircuito bifásico con conexión a tierra

La siguiente tabla refleja el valor que tienen las componentes trifásicas para estos dos tipos de cortocircuitos utilizando el cálculo de las redes de secuencia (Anexo A2) para ello:

*Tabla VI.1. Valor de las componentes simétricas*

| | Cortocircuito monofásico a tierra | Cortocircuito bifásico con conexión a tierra |
|---|---|---|
| $\bar{I}_1$ | $\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_{0Th-k} + 3 \cdot \bar{Z}_f}$ | $\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\frac{\bar{Z}_{2Th-k} \cdot \bar{Z}_{0Th-k}}{\bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_{0Th-k}} + \bar{Z}_{1Th-k}}$ |
| $\bar{I}_2$ | $\bar{I}_2 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_{0Th-k} + 3 \cdot \bar{Z}_f}$ | $\bar{I}_2 = \frac{\overline{U_2}}{\overline{Z_{2Th-k}}}$ |
| $\bar{I}_0$ | $\bar{I}_0 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_{0Th-k} + 3 \cdot \bar{Z}_f}$ | $\bar{I}_0 = \frac{\overline{U_0}}{\overline{Z_{0Th-k}}}$ |

Como se observa, en el cortocircuito monofásico a tierra $\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_0$ mientras que el cortocircuito bifásico con conexión a tierra las tres componentes simétricas, $\bar{I}_1, \bar{I}_2, \bar{I}_0$ tienen distinto valor.

A continuación, en la Figura VI.16. se muestra el registro oscilográfico de una falta monofásica a tierra que evoluciona a falta bifásica con conexión a tierra. Se observa como al inicio de la falta los valores de las componentes directa, inversa y homopolar de la intensidad de falta son iguales. En el momento que la falta evoluciona a bifásica con conexión a tierra las componentes directa, inversa y homopolar de la intensidad de falta tienen un valor distinto que dependen de las impedancias equivalentes de Thévenin.

Además, se observa en la gráfica de las intensidades como al principio de la falta, la intensidad de la fase en falta es coincidente con la intensidad de neutro. En el momento que la falta evoluciona a falta bifásica a tierra, las intensidades de las fases en falta son prácticamente opuestas, salvo por la intensidad de falta que se va por la conexión a tierra en el sitio donde se ha producido la falta.

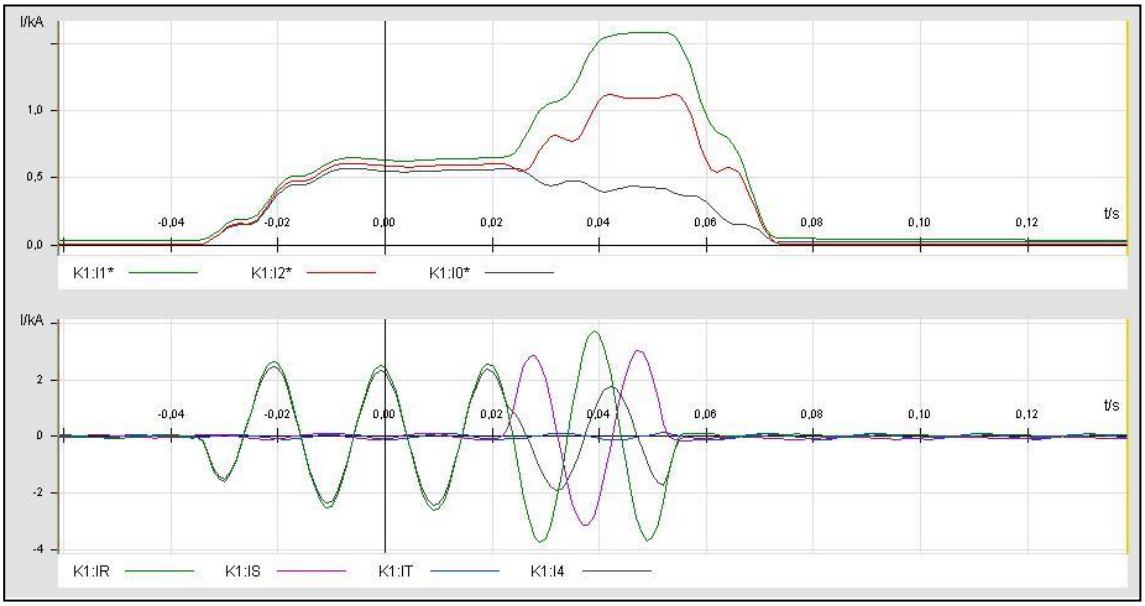



*Figura VI.16. Oscilografía registrada ante falta monofásica a tierra que evoluciona a bifásica con conexión a tierra*

Con el análisis de los fasores de intensidad de fase (Figura VI.17), podemos observar como en situación de prefalta y al encontrarse ante un sistema trifásico equilibrado cada intensidad de fase se encuentra desfasada 120°. Al ocurrir un cortocircuito monofásico a tierra, el sistema deja de ser equilibrado, siendo el fasor de intensidad de la fase en la falta igual que el fasor de la intensidad de neutro (Figura VI.18 a)). Al evolucionar a cortocircuito bifásico a tierra, los fasores de intensidades de las fases en falta son prácticamente opuestos, salvo por la diferencia que existe al haber intensidad de falta que escapa por la conexión a tierra en el sitio de la falta (Figura VI.18. b).

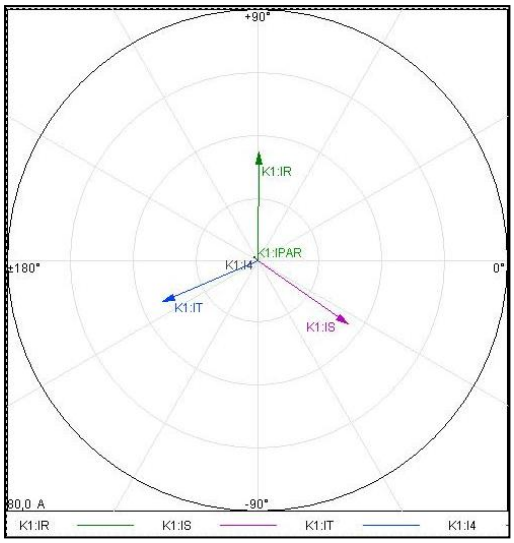



*Figura VI.17. Diagrama de Fasores de intensidad en situación de prefalta*

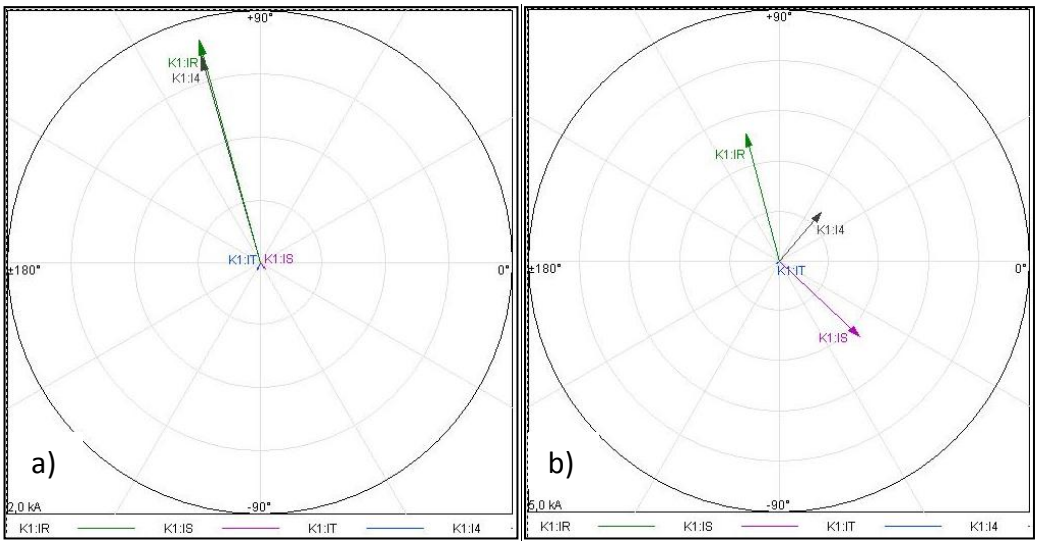



*Figura VI.18. Diagramas de fasores de intensidad en situación de a) falta monofásica y b) falta bifásica a tierra*

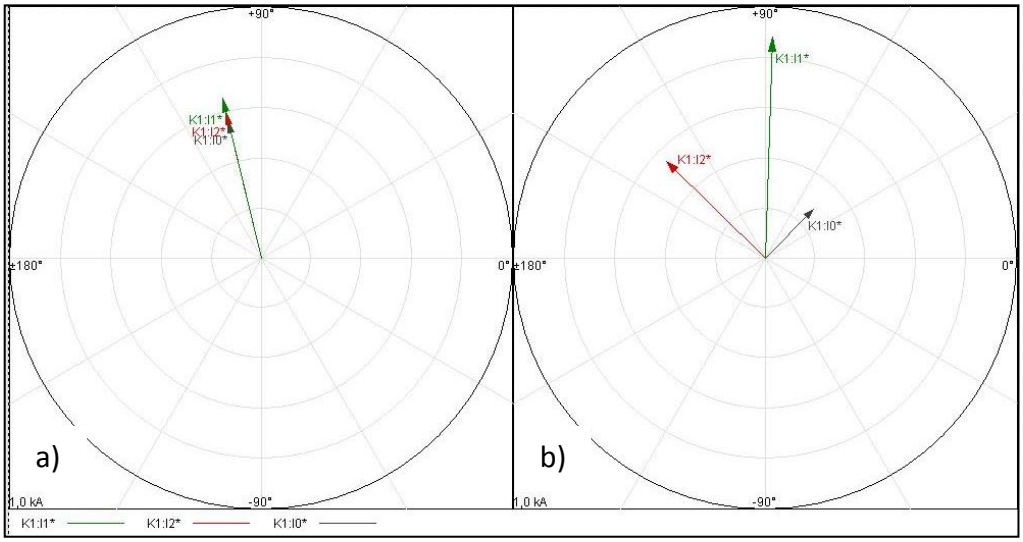



*Figura VI.19. Diagramas de fasores de componentes simétricas de la intensidad en situación de a) falta monofásica y b) falta bifásica a tierra*

## VI.5. *FALTA BIFÁSICA SIN CONEXIÓN TIERRA QUE EVOLUCIONA A TRIFÁSICA*

En un principio se produce un cortocircuito bifásico sin conexión a tierra. Un cortocircuito bifásico se produce (Figura VI.20) cuando se ponen en contacto, de manera accidental, dos fases que en condiciones normales de funcionamiento se encuentran a diferente tensión**.**

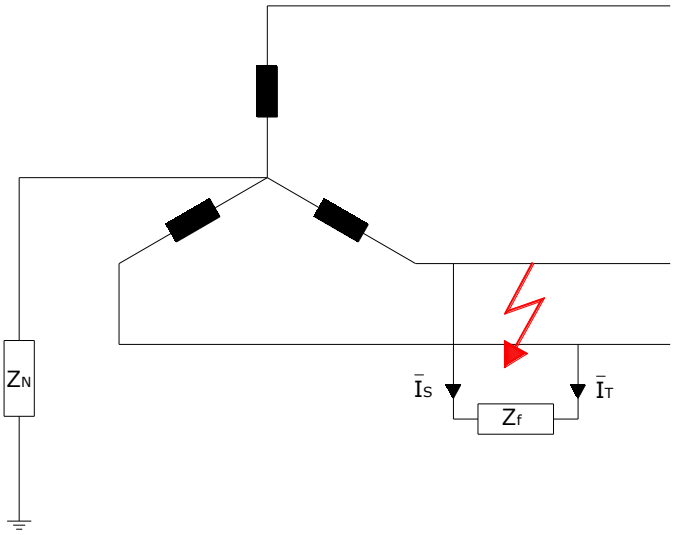



*Figura VI.20. Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra.*

Sin embargo, esta falta evoluciona a falta trifásica debido a que la fase sana también entra en contacto con las otras dos que habían iniciado el cortocircuito provocando finalmente un cortocircuito trifásico equilibrado.

La siguiente tabla refleja el valor que tienen las componentes trifásicas para estos dos tipos de cortocircuitos utilizando el cálculo de las redes de secuencia (AnexoA2) para ello:

*Tabla VI.2. Valores de las componentes simétricas*

| | Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra | Cortocircuito trifásico equilibrado |
|---|---|---|
| $\bar{I}_1$ | $\frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_f} = -\bar{I}_2$ | $\frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k}}$ |
| $\bar{I}_2$ | $-\frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_f} = -\bar{I}_1$ | 0 |
| $\bar{I}_0$ | 0 | 0 |

Como se observa, en el cortocircuito bifásico sin conexión a tierra $\bar{I}_1 = -\bar{I}_2$ mientras que el cortocircuito trifásico únicamente tiene valor la $\bar{I}_1$.

A continuación, en la Figura VI.21 se muestra el registro oscilográfico de una falta bifásica sin conexión a tierra que evoluciona a trifásica. Se observa como al inicio de la falta el valor de la componente directa de la intensidad de falta es igual que la componente de la componente inversa dado que en el oscilo se mide en valor eficaz por lo que se representa iguales. En el momento que la falta evoluciona a trifásica, la componente inversa se anula quedando únicamente la componente directa de la intensidad de falta.

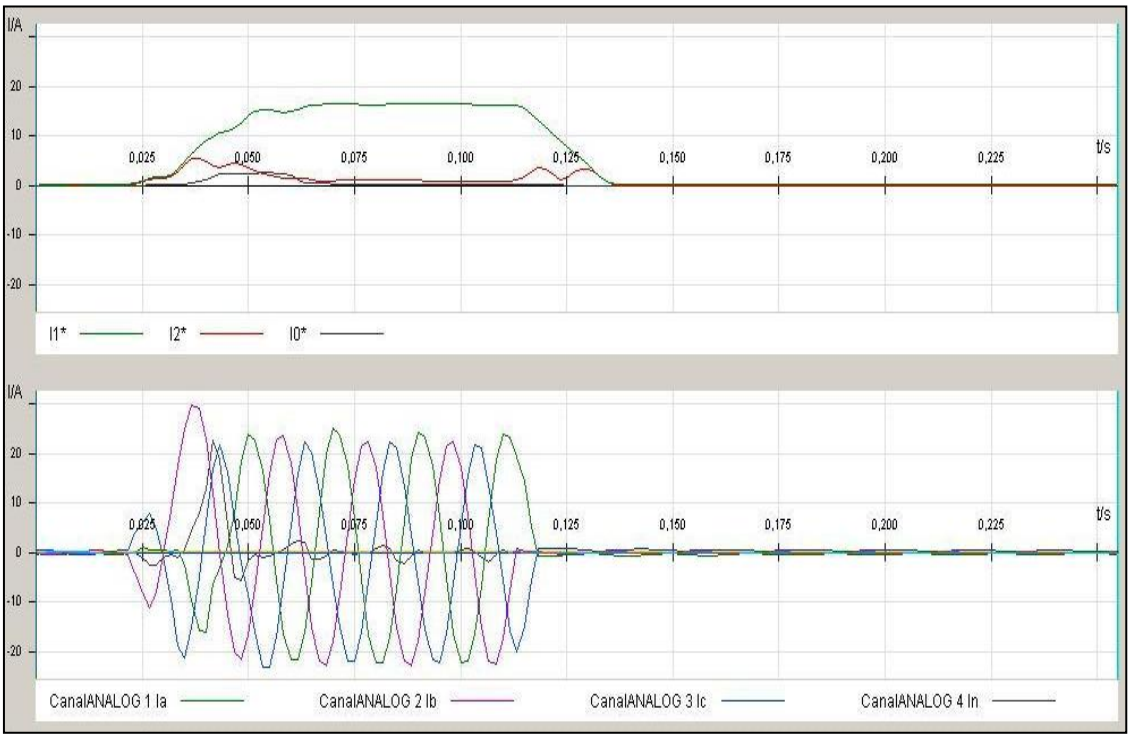



*Figura VI.21. Oscilografía registrada ante falta bifásica sin conexión a tierra que evoluciona a trifásica*

## VI.6. *ENERGIZACIÓN DE UN TRANSFORMADOR*

Cuando en un transformador ocurren faltas internas se hace necesario la desconexión inmediata del transformador para evitar daños mayores y/o para preservar la estabilidad del sistema de potencia y la calidad del servicio.

El principio de operación de la protección diferencial es comúnmente utilizado para la protección de transformadores de potencia, que se basa en la comparación de las corrientes del lado primario y secundario del transformador. Estas corrientes tienen una relación bien definida en condiciones normales de operación. Cuando dichas corrientes exhiben un comportamiento distinto al de estado estable se asume que ha ocurrido un cortocircuito en el transformador y éste debe ser puesto fuera de servicio para revisión y mantenimiento.

Este procedimiento funciona correctamente en la mayoría de los casos, sin embargo, puede ocasionar operaciones incorrectas (y desconexiones innecesarias del transformador) en presencia de la corriente transitoria de magnetización, la cual sólo está presente cuando el transformador está siendo energizado. Esta corriente circula solamente por el devanado primario del transformador (el devanado que es energizado) y por lo tanto representa una condición de falta interna para la protección diferencial.

El método más común para evitar estas operaciones incorrectas es el uso del contenido en armónicos para discriminar entre corrientes de magnetización y de cortocircuito, lo que se denomina restricción por armónicos. En general, la corriente de magnetización presenta diferencias con la corriente de cortocircuito en la forma de onda debido a la presencia de armónicos, especialmente del segundo armónico. Este comportamiento ha sido utilizado para el diseño de relés de protección diferencial con restricción de armónicos, de tal forma que si la magnitud del segundo armónico excede un porcentaje predefinido de la componente fundamental, se asumen que se trata de la energización de un transformador y la protección es bloqueada para evitar una operación incorrecta.

La corriente de magnetización es la que establece el flujo en el núcleo y circula principalmente por la rama de excitación del transformador, es decir, es una corriente que circula sólo por el devanado primario. Esta corriente transitoria de magnetización puede ser de 8 a 30 veces la corriente nominal del transformador. Los factores que determinan la duración y magnitud de la corriente de magnetización son la capacidad y localización del transformador, la capacidad del sistema de potencia, la resistencia en el sistema de potencia desde la fuente al transformador, el tipo de hierro usado en el núcleo del transformador y su densidad de saturación, el nivel de flujo residual del transformador y la forma en que es energizado el transformador, entre otros.

Cuando un transformador se desconecta del sistema, la corriente de magnetización se va a cero. El flujo, como consecuencia de la curva de histéresis cae a un valor residual $\phi_R$. Si el transformador fuera re-energizado en el instante en el que la forma de onda de voltaje corresponde a la densidad magnética residual dentro del núcleo, habría una continuación uniforme de la operación previa con ningún transitorio magnético (Figura

VI.22). En la práctica, sin embargo, no es posible controlar el instante de la energización y un transitorio magnético es prácticamente inevitable.

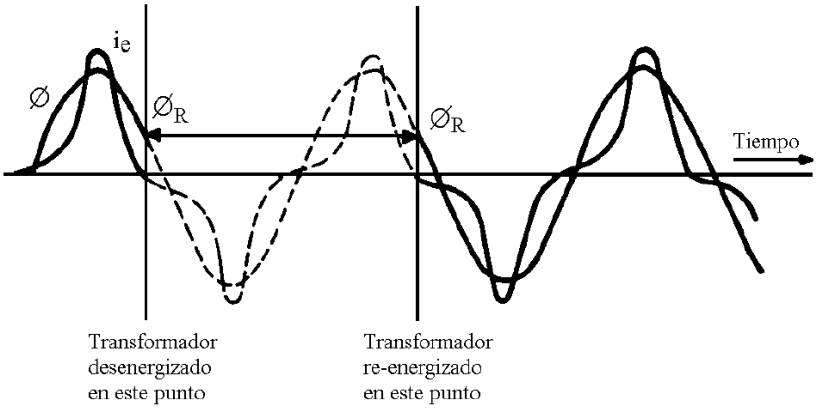



*Figura VI.22.Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante cuando la onda de voltaje corresponde al flujo residual dentro del núcleo. [8]*

En la Figura VI.23 se asume que el transformador es re-energizado en el instante en que el flujo está en su valor máximo negativo ($-\phi_{MÁX}$). En este punto, el flujo residual no puede cambiar instantáneamente la onda de flujo en lugar de iniciar en su valor normal ($-\phi_{MÁX}$) y variar sinusoidalmente lo largo de la línea punteada, iniciará con el valor del flujo residual $\phi_R$ siguiendo la curva $\phi_t$.

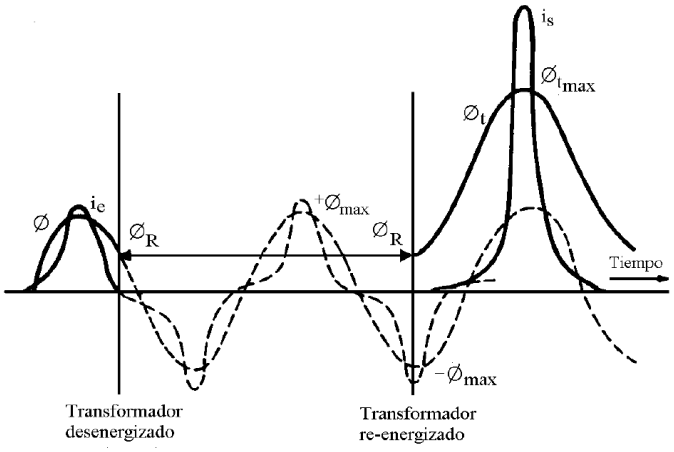



*Figura VI.23.Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante el flujo se encuentra en su valor máximo. [8]*

Si se considera una característica de saturación lineal en el transformador la curva $\phi_t$ es una senoidal desplazada donde el valor de $\phi_{MÁX} \pm |\phi_{MÁX}| + 2|\phi_{MÁX}|$. Este exceso de flujo magnético producirá una saturación en el núcleo del transformador, provocando un valor muy grande de la corriente de magnetización.

El flujo residual, $\phi_R$, es el flujo remanente en el núcleo después de que el transformador es desconectado. Ya que la corriente continua fluyendo momentáneamente después de la desconexión (V=0) el flujo decrecerá a lo largo de la

curva de histéresis a un valor de $\phi_R$ donde la corriente es igual a cero. Ya que el flujo en cada una de las tres fases están separados 120°, una fase tendrá un $\phi_R$ positivo y los otros dos un $\phi_R$ negativo o viceversa. Como resultado, el flujo residual puede sumarse o restarse al flujo total, incrementando o reduciendo la corriente de magnetización. [8]

Así, la forma de onda de una corriente típica de magnetización se muestra en la Figura VI.24.

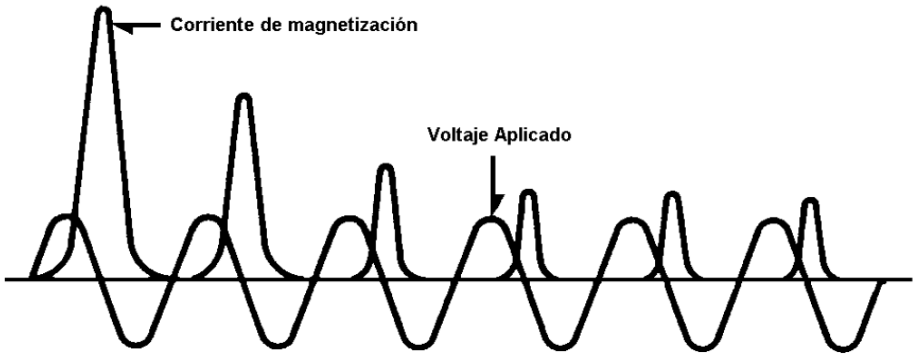



*Figura VI.24.Forma de onda de una corriente de magnetización. [8]*

En la Figura VI.25 se muestra una corriente de magnetización registrada en un relé de protección mediante oscilografía. Siempre que veamos mediante el análisis de la oscilografía de una protección diferencial un forma de onda similar a la mostrada, podremos identificar que se trata de una energización de transformador.

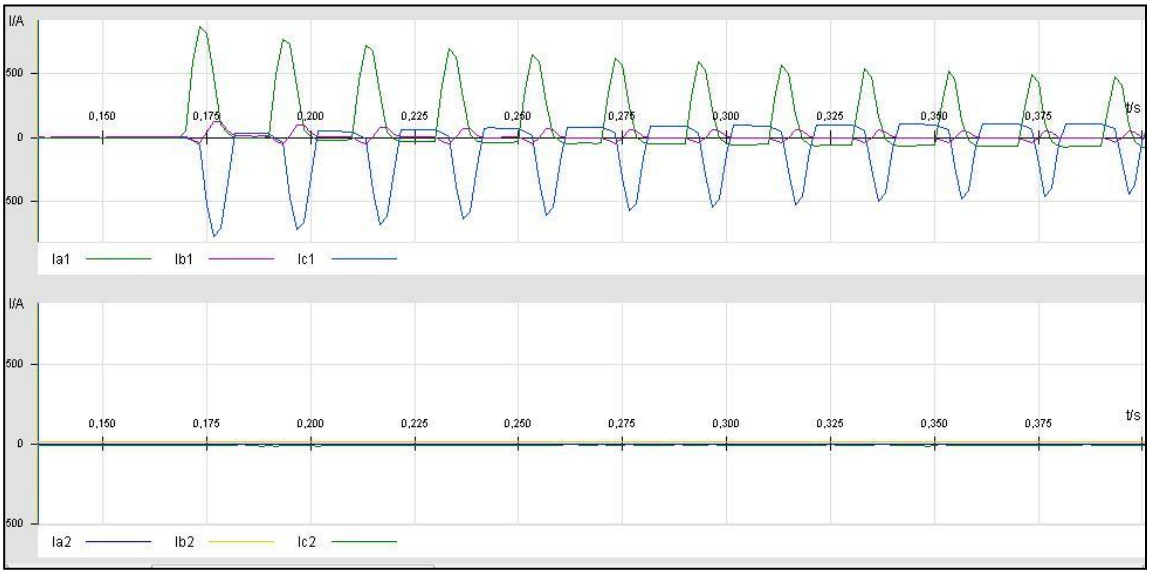



*Figura VI.25. Oscilografía de una corriente de magnetización*

Como se observa, la corriente de magnetización únicamente se observa en el devanado primario. Además en la Figura VI.26, se observa el contenido en armónicos durante un instante de la energización del transformador. Podemos observar que el contenido del segundo armónico llega a tener valores del 83,9% sobre la componente fundamental,

en el instante de la Figura VI.25 superando el nivel predefinido que suele tener valores del 20% sobre la componente fundamental.

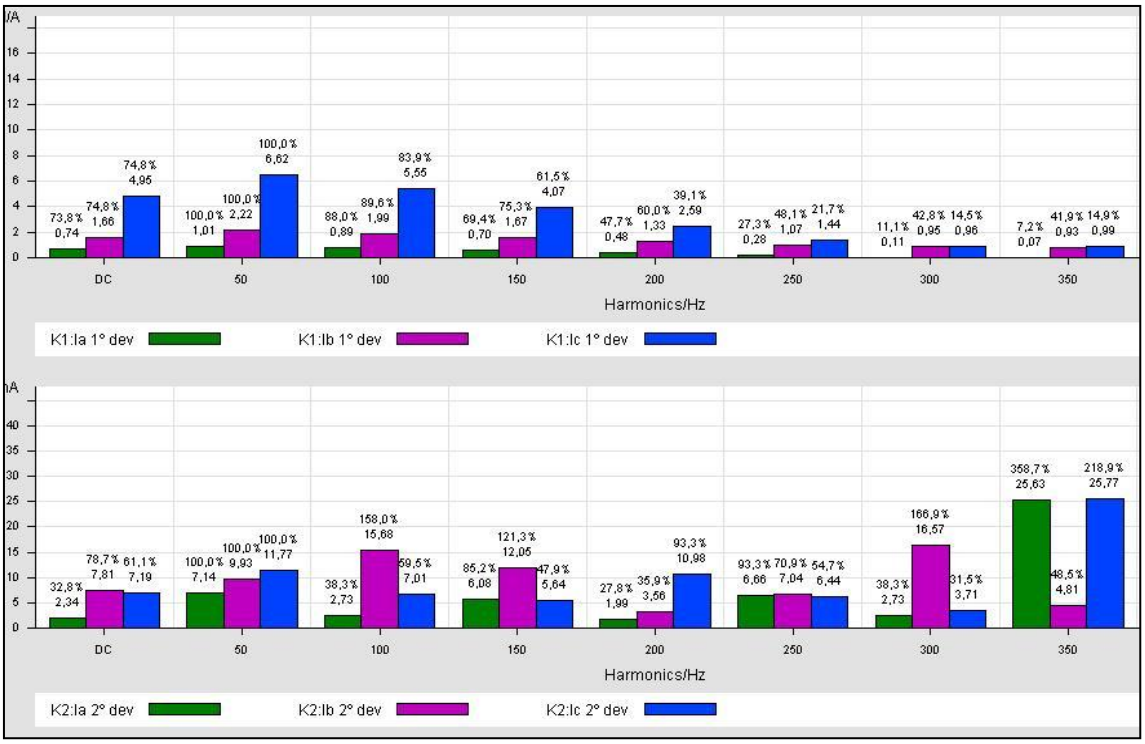



*Figura VI.26. Contenido en armónicos de una corriente fundamental*

Ante esta situación y como hemos explicado anteriormente, la protección diferencial debería bloquearse por contenido en armónico y no provocar disparo de los interruptores ambos devanados.

## VI.7. *CONTRIBUCIÓN TRANSFORMADOR AT/MT CONEXIÓN Ynd ANTE FALTA EN ALTA TENSIÓN*

Suponiendo un cortocircuito en una red eléctrica de Alta Tensión. Si existe aguas abajo un transformador de potencia de AT/MT, éste contribuirá a la falta dependiendo de su grupo de conexión. En el lado MT del transformador únicamente existe carga, no generación. (Figura VI.27)

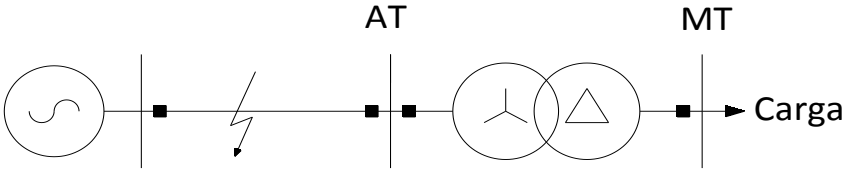



*Figura VI.27. Esquema de Red*

El flujo de la componente de secuencia homopolar en un transformador sólo es posible cuando un devanado del transformador forma parte de un circuito cerrado de corrientes unidireccionales.

Para poder analizar este caso, vamos a seguir el siguiente método [22], usando los circuitos equivalentes de secuencia cero (Figura VI.28):

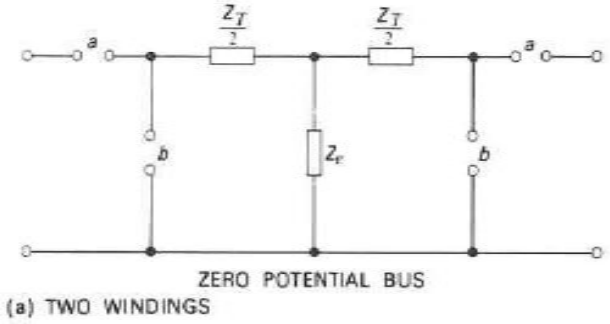



*Figura VI.28. Circuito equivalente de secuencia cero [22]*

Si las corrientes de secuencia homopolar pueden circular tanto dentro como fuera del devanado, el terminal del devanado es conectado en el circuito equivalente (cerrar el terminal *a* en la Figura VI.28). Si las corrientes de secuencia homopolar pueden circular en el devanado sin circular en el circuito exterior, el terminal del devanado es conectado en el circuito equivalente (cerrar *b* en la Figura VI.28).

En este caso tenemos un transformador de conexión estrella con el neutro a tierra en el devanado de Alta Tensión y conexión triangulo en el devanado de Media Tensión

Según la regla que se ha descrito antes, como en el primario tenemos estrella con neutro a tierra, se permite la circulación de las corrientes de secuencia homopolar tanto en el interior del devanado como en el exterior del devanado por lo que el terminal *a* debe estar cerrado en el circuito equivalente.

Como en el devanado secundario tenemos un triangulo, únicamente tenemos circulación de secuencia homopolar dentro del triangulo por lo que el terminal *b* debe estar cerrado. En la Figura VI.29 se representa el circuito equivalente en este caso.

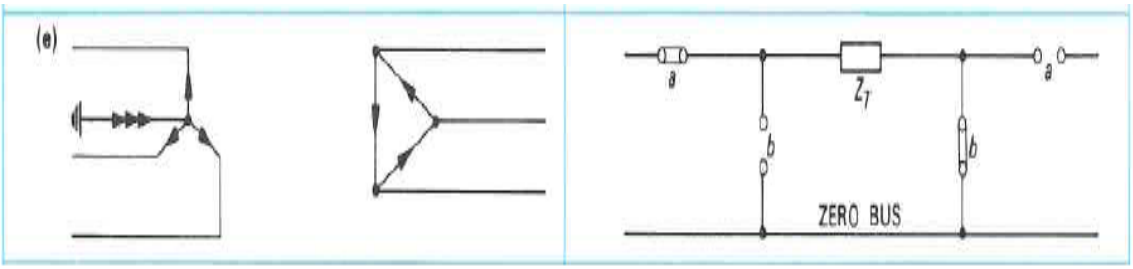



*Figura VI.29. Representación de transformador Ynd [22]*

Como se observa en la Figura VI.29 tenemos un "camino" hacia el lado de Alta Tensión porque están los terminal *a* del devanado 1 y terminal *b* del devanado 2 cerrados. Así pues, si se produce una falta en el lado de Alta Tensión, existe una contribución del triangulo del devanado de Media Tensión.

Como la contribución hacia la falta es de corriente homopolar, la intensidad de falta que aporta el transformador está en fase. En la Figura VI.30 se observa el registro oscilográfico de una contribución de este tipo de transformador ante falta en Alta Tensión.

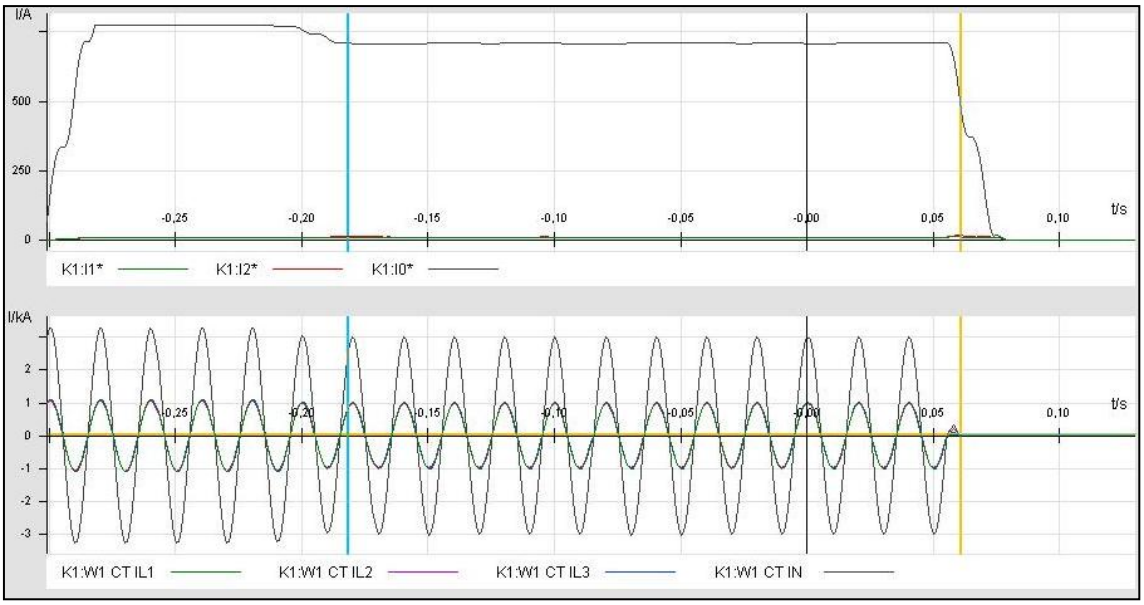



*Figura VI.30. Oscilografía de la contribución de transformador Ynd ante falta en AT*

Se puede observa en la Figura VI.30 que únicamente existe la componente homopolar y que las tres fases están en fase, como se esperaba.

## VI.8. *SATURACIÓN DE UN TRANSFORMACIÓN DE PROTECCIÓN*

Los Transformadores de protección se utilizan para reducir los valores de tensión e intensidad a fin de alimentar a los relés de protección.

En condiciones de falta, la intensidad que circula por los transformadores de protección es varias veces mayor que la intensidad nominal. En el secundario del transformador se deberá reflejar fielmente la corriente de cortocircuito que está pasando por el primario. Este secundario alimenta las bobinas de los distintos relés que actúan a los elemento de apertura.

Un transformador de corriente está saturado cuando su corriente de primario o su carga están por encima de sus valores nominales. La linealidad de la transformación de corriente entre primario y secundario disminuye, de forma que el error es elevado.

Se puede observar como la saturación del transformador es inversamente proporcional a la carga. La diferencia entre los transformadores de corriente para medida o protección es el comportamiento frente a la sobrecarga que se puede producir en el primario.

Los que se aplican en medida, a partir de una sobrecarga se saturan para no dañar al equipo del secundario. En protección, no se saturan hasta una elevada corriente.

En la Figura VI.31 se representa la distorsión de una forma de onda de intensidad debido a la saturación del transformador de intensidad.

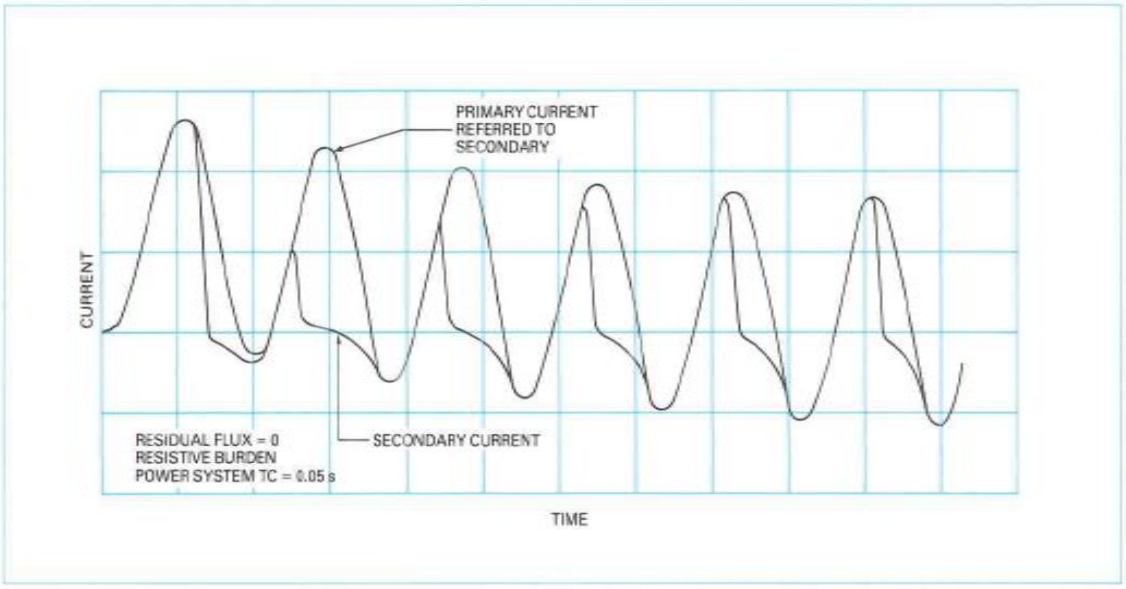



*Figura VI.31. Distorsión debido a saturación de TI*

En la Figura VI.32 se observa la oscilografía de una saturación de un transformador de tensión.

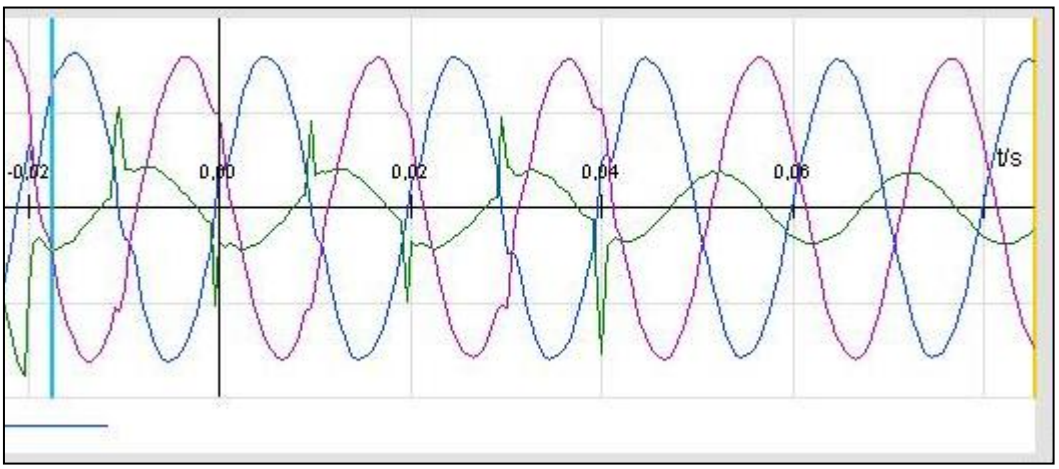



*Figura VI.32. Oscilografía de una saturación de un transformador de protección*

# *Anexo VII.*

## *EJEMPLO APLICACIÓN PROCEDIMIENTO ANÁLISIS DE INCIDENTES A UN CASO REAL*

En el siguiente estudio se analiza un incidente ocurrido en un anillo de 66kV en la red de Endesa-Aragón que se ven involucradas cuatro subestaciones (SET_A, SET B, SET_C y SET_D). (Figura VII.1)

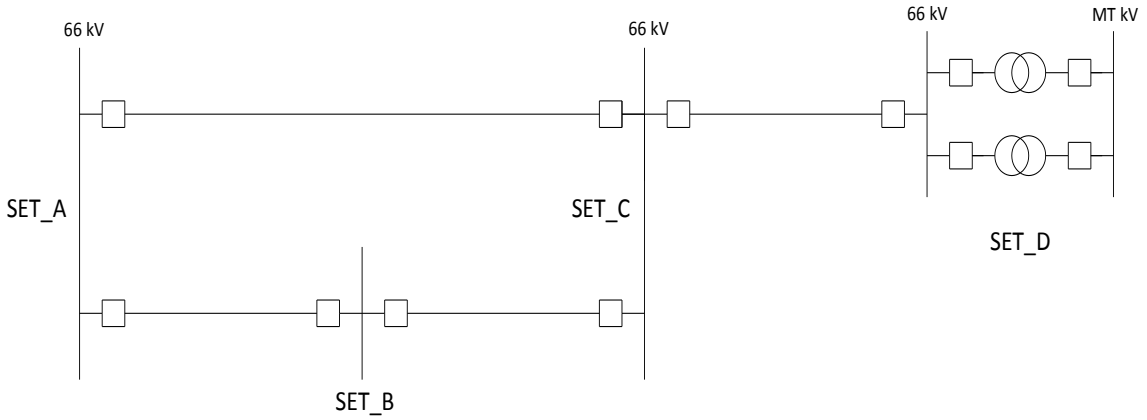



*Figura VII.1. Esquema de la red afectada por el incidente*

En primer lugar observamos la información que emite el Centro de Control (Figura VII.2) en relación a este incidente donde se indica las aperturas de los interruptores afectados.

**Incidencias dia Alta Tension con Maniobras** **Fecha: 06/02/2011**

| Inicio | Dur. | Referencia | Población | Jerarquia Eléctrica | CT | Nº Cli. | Pot. | Causa | Observaciones .C.C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 7:48 | 0:01 | | | | 142 | 5303 | 11855 | DESCONOCIDA | |

| Inicio | Estación | Parque | Línea | Elemento | Maniobra |
|---|---|---|---|---|---|
| 7:47:58 | SET_A | 66 | SET_B | 561 | OAB |
| 7:47:58 | SET_A | 66 | SET_B | 561 | OAB |
| 7:47:58 | SET_A | 66 | SET_B | 561 | OAB |
| 7:47:58 | SET_A | 66 | SET_B | 561 | OAB |
| 7:47:59 | SET_C | 66 | SET_B | 562 | OAB |
| 7:47:59 | SET_A | 66 | SET_B | 561 | CR |
| 7:47:59 | SET_A | 66 | SET_B | 561 | CR |
| 7:47:59 | SET_A | 66 | SET_B | 561 | CR |
| 7:47:59 | SET_C | 66 | SET_B | 562 | OAB |
| 7:47:59 | SET_C | 66 | SET_B | 562 | OAB |
| 7:47:59 | SET_C | 66 | SET_B | 562 | OAB |
| 7:47:59 | SET_A | 66 | SET_B | 561 | CR |
| 7:48:07 | SET_D | 66 | SET_C | 563 | OAB |
| 7:48:07 | SET_D | 66 | SET_C | 563 | AB |
| 7:49:09 | SET_D | 66 | SET_C | 563 | CR |
| 7:49:09 | SET_D | 66 | SET_C | 563 | CR |
| 7:49:47 | SET_C | 66 | SET_B | 562 | CR |

*Figura VII.2. Relatorio del Centro de Control*

Como se puede observar, existen las siguientes actuaciones de apertura de los interruptores:

- SET_A - L/66kV SET_B: Apertura de interruptor.
- SET_C - L/66kV SET_B: Apertura de interruptor.
- SET_D – L/66kV SET_C: Apertura de interruptor.

A continuación vamos a comprobar las actuaciones de los interruptores mediante el sistema PI:

*Tabla VII.1. Alarmas en SET_A*

| | | Descripción | Texto | Fecha |
|---|---|---|---|---|
| INT | 66/561 | POSICION | Posición: Abierto | 06/02/2011 07:47:59 |
| SPQ | 66/SET_B | DISPARO PROTECCION PRINCIPAL | DISPARO PROTECCION PRINCIPAL | 06/02/2011 07:47:59 |
| SPQ | 66/SET_B | EMISION CARRIER | EMISION CARRIER | 06/02/2011 07:47:59 |
| SPQ | 66/SET_B | DISPARO PROTECCION PRINCIPAL | DISPARO PROTECCION PRINCIPAL | 06/02/2011 07:47:59 |
| SPQ | 66/SET_B | ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL | ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL | 06/02/2011 07:47:59 |
| SPQ | 66/SET_B | EMISION CARRIER | EMISION CARRIER | 06/02/2011 07:47:59 |
| SPQ | 66/SET_C | ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL | ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL | 06/02/2011 07:47:59 |
| SPQ | 66/SET_C | ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL | ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL | 06/02/2011 07:47:59 |
| INT | 66/561 | POSICION | Posición: Cerrado | 06/02/2011 07:47:59 |

*Tabla VII.2. Alarmas en SET_B*

| | | Descripción | Texto | Fecha |
|---|---|---|---|---|
| SPQ | 66/SET_A | DISPARO MAXIMA INTENSIDAD NEUT | DISPARO MAXIMA INTENSIDAD NEUT | 06/02/2011 07:48:00 |

*Tabla VII.3. Alarmas en SET_C*

| | | Descripción | Texto | Fecha |
|---|---|---|---|---|
| SPQ | 66/SET_B | ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL | ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL | 06/02/2011 07:47:58 |
| SPQ | 66/SET_B | DISPARO PROTECCION PRINCIPAL | DISPARO PROTECCION PRINCIPAL | 06/02/2011 07:47:59 |
| INT | 66/562 | POSICION | Posición: Abierto | 06/02/2011 07:47:59 |
| SPQ | 66/SET_B | DISPARO PROTECCION APOYO | DISPARO PROTECCION APOYO | 06/02/2011 07:48:00 |

*Tabla VII.4. Alarmas en SET_D*

| | | Descripción | Texto | Fecha |
|---|---|---|---|---|
| SPQ | 66/SET_D | DISPARO MAXIMA INTENSIDAD NEUT | DISPARO MAXIMA INTENSIDAD NEUT | 06/02/2011 07:48:08 |
| INT | 66/563 | POSICION | Posición: Abierto | 06/02/2011 07:48:08 |

Como se puede observar en las alarmas registradas en el sistema PI, podemos concluir que han ocurrido las siguientes actuaciones:

- SET_A – L/66kV SET_B: Disparo protección principal Zona 1 con reenganche.
- SET_B – L/66kV SET_A: Disparo máxima intensidad de neutro sin apertura interruptor.
- SET_C – L/66kV SET_B: Disparo protección principal sin reenganche y disparo protección direccional de neutro.
- SET_D – L/66kV SET_C: Disparo máxima intensidad de neutro.

Con estos datos no se es capaz de dictaminar un veredicto concluyente con lo que es necesario la recogida de datos en la instalación.

En segundo lugar, se analiza la oscilografía relacionada con las actuaciones anteriores:

**SET_A – L/66kV SET_B:**

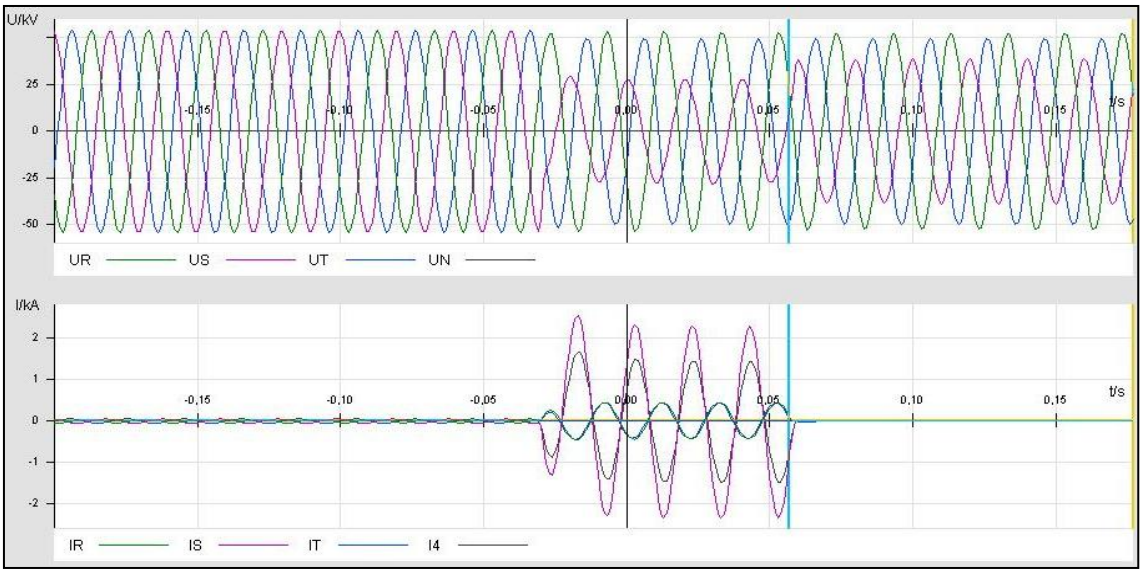



*Figura VII.3. Oscilo registrado en SET_A – L/66kV SET_B*

El disparo de esta posición es correcto. En el oscilo registrado en esta posición (Figura Figura VII.3) se observa que se trata de una falta monofásica (fase s).Como se observa en el oscilo, el reenganche produce tras una pausa de 1 s.

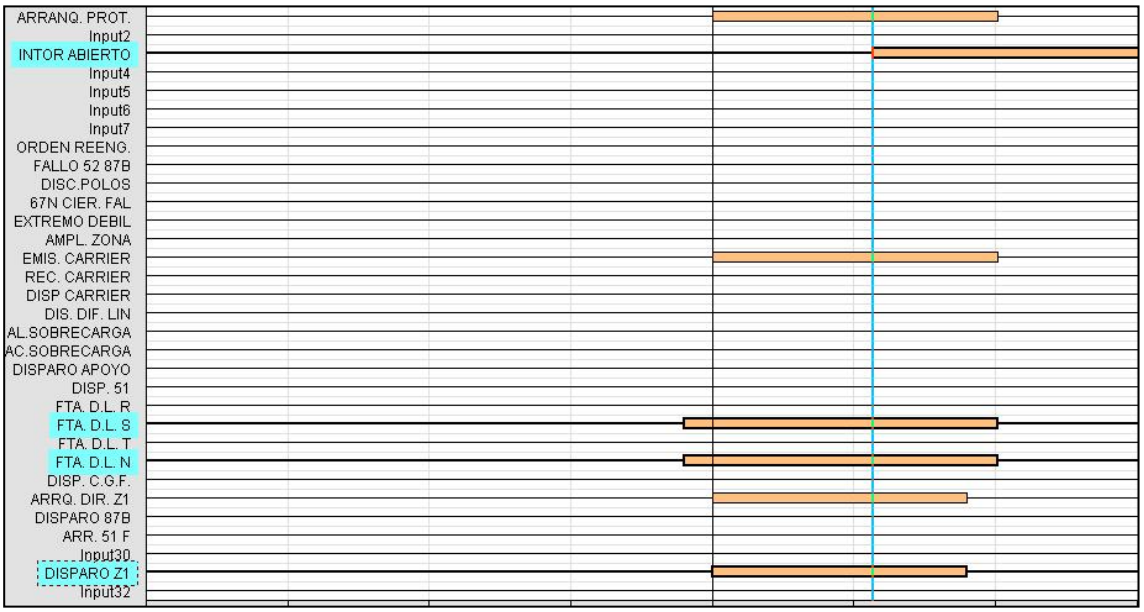



*Figura VII.4. Señales digitales registradas en SET_A – L/66kV SET_B*

Los eventos digitales nos confirman que la falta es una falta monofásica en fase S con disparo en la Zona 1, por lo que la falta se encuentra en el circuito entre la SET_A - SET_B.

**SET_B – L/66kV SET_A:**

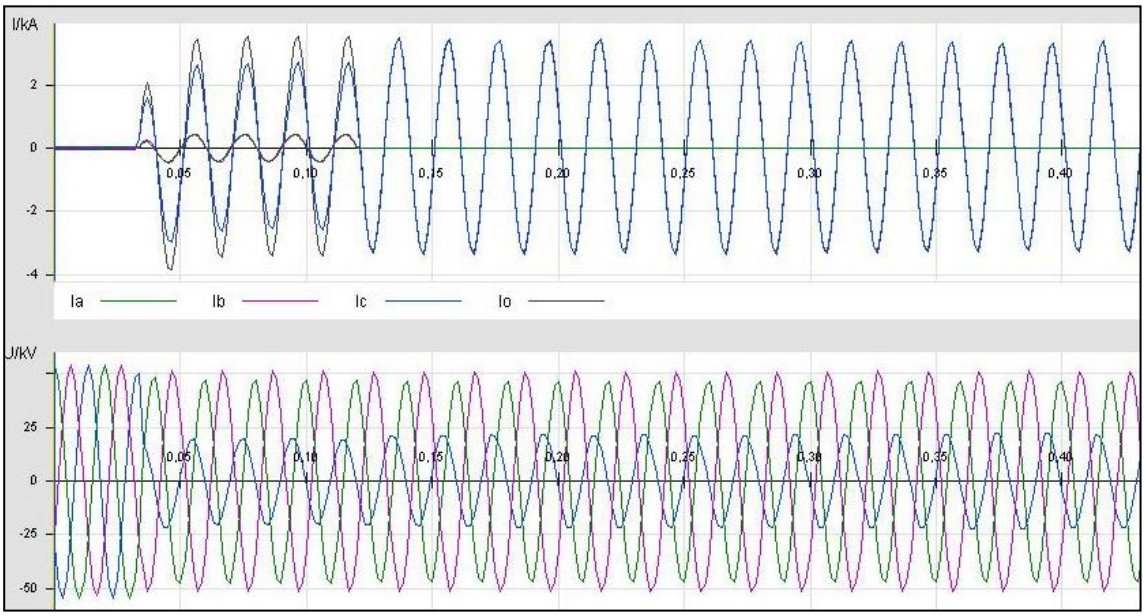



*Figura VII.5. Oscilo registrado en SET_B – L/66kV SET_A*

No se produce la apertura del interruptor de esta posición, aunque se recibe señalización de orden de disparo por parte de la protección de sobreintensidad de la posición, por lo que se supone que ha ocurrido un fallo de apertura de interruptor.

**SET_C – L/66kV SET_B:**

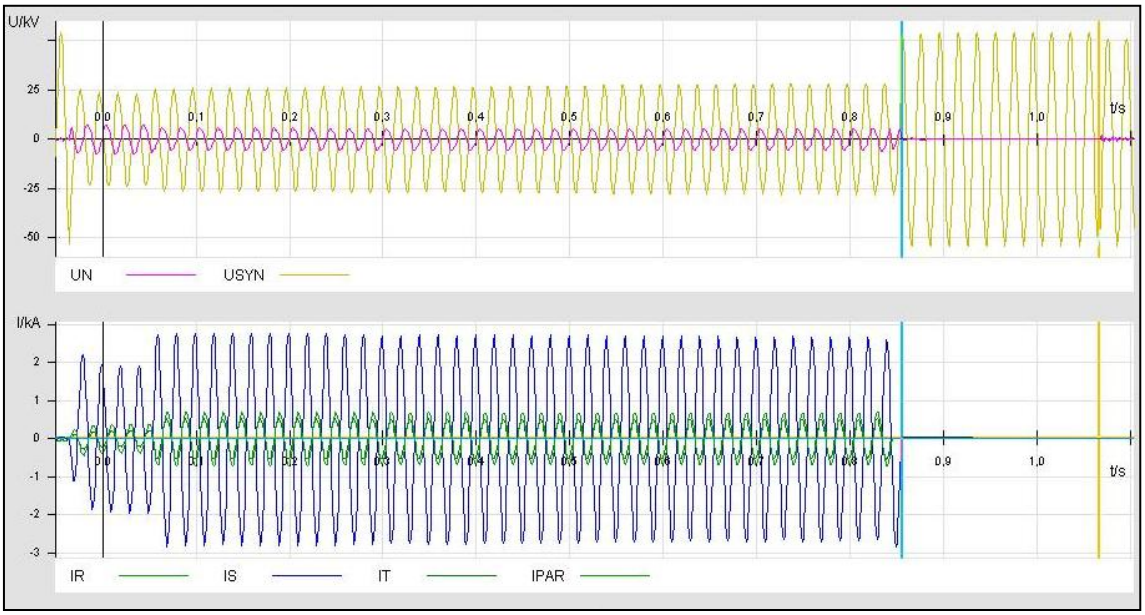



*Figura VII.6. Oscilo registrado en SET_C – L/66kV SET_B*

Se observa que debido a la no apertura del interruptor de SET_B posición SET_A, la falta debe ser aislada con el disparo de la posición SET_B en SET_C. Esta actuación en apoyo es correcta. La falta en la línea SET_A-SET_B es detectada por la zona 3 de la protección distancia de SET_C, que ordena el disparo del interruptor.

**SET_D – L/66kV SET_C:**

En esta posición se produce el disparo descoordinado de la protección de sobreintensidad de neutro como protección de apoyo.

Simulando en la herramienta de simulación de redes eléctricas se comprueba que para una falta similar a la ocasionada, existe descoordinación. Esto conlleva la necesidad de realizar un estudio de coordinación del anillo.

**CONCLUSIONES:**

Se produce una falta monofásica en la fase S en la línea SET_A – SET_B. En la SET_B – L/66kV SET_A se produce el fallo en la apertura del interruptor. De no haberse producido este fallo, la falta habría sido despejada en instantáneo en ambos extremos de la línea en falta. Debido a este fallo, la SET_C ve la falta y dispara como apoyo con lo que su actuación es correcta.

# *LISTA DE FIGURAS*

*Figura I.1. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) [24]* ..... *40*
*Figura I.2. Esquema de red radial [20].* ..... *42*
*Figura I.3. Esquema de red mallada [20].* ..... *43*
*Figura I.4. Esquema de red en bucle [20].* ..... *43*
*Figura I.5. Neutro conectado rígidamente a tierra* ..... *46*
*Figura I.6. Puesta a tierra del neutro en el secundario de un transformador conectado en estrella con el neutro accesible mediante: a) Resistencia conectada directamente; b) Conexión de transformador monofásico.* ..... *47*
*Figura I.7. Puesta a tierra por resistencia del neutro no accesible.* ..... *48*
*Figura I.8. Puesta a tierra del neutro con conexión zig-zag del transformador* ..... *49*
*Figura I.9. Puesta a tierra por reactancia de compensación* ..... *50*
*Figura I.10. Puesta a tierra con neutro aislado* ..... *51*
*Figura I.11. Subestación Eléctrica Intemperie* ..... *53*
*Figura I.12- Interior Centro de Distribución* ..... *54*
*Figura I.13. Seccionamiento* ..... *54*
*Figura I.14. Centro de transformación* ..... *55*
*Figura I.15. Barra simple [25]* ..... *57*
*Figura I.16. Barra simple con by-pass [25]* ..... *57*
*Figura I.17. Barra simple partida [25]* ..... *58*
*Figura I.18. Barra simple y barra de transferencia [25]* ..... *59*
*Figura I.19. Barra doble [25]* ..... *59*
*Figura I.20. Barra doble con by-pass [25]* ..... *60*
*Figura I.21. Barra doble con una barra de transferencia [25]* ..... *60*
*Figura I.22. Barra doble con una barra de transferencia [25]* ..... *61*
*Figura I.23. En anillo [25]* ..... *62*
*Figura I.24. Interruptor y medio [25]* ..... *62*
*Figura I.25. Barra triple [25]* ..... *63*
*Figura I.26. Interruptor automático de pequeño volumen de aire [26]* ..... *65*
*Figura I.27. Interruptor automático SF6 [26].* ..... *69*
*Figura I.28. Seccionador de cuchillas giratorias [27].* ..... *71*
*Figura I.29. Seccionador de columnas giratorias de doble apertura lateral [27].* ..... *72*
*Figura I.30. Seccionador pantógrafo [27].* ..... *73*
*Figura I.31. Transformador de intensidad intemperie [28].* ..... *74*
*Figura I.32. Transformador de tensión [28]* ..... *77*
*Figura II.1. Faltas serie o faltas en paralelo* ..... *81*
*Figura II.2. Cortocircuito trifásico* ..... *82*
*Figura II.3. Cortocircuito monofásico a tierra* ..... *83*
*Figura II.4. Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra* ..... *83*
*Figura II.5. Cortocircuito bifásico con conexión a tierra* ..... *83*
*Figura II.6. Corriente de cortocircuito cuya componente simétrica alterna ($I_{cc}$) permanece constante [23].* ..... *84*
*Figura II.7. Componentes simétricas* ..... *86*
*Figura II.8. Cortocircuito monofásico a tierra.* ..... *88*
*Figura II.9. Esquema de cortocircuito monofásico a tierra* ..... *88*
*Figura II.10. Conexión de redes de secuencia y de los equivalentes Thévenin para un cortocircuito fase – tierra* ..... *89*
*Figura II.11. Cortocircuito monofásico a tierra.* ..... *90*
*Figura II.12. Esquema de cortocircuito bifásico con conexión a tierra* ..... *91*
*Figura II.13. Conexión de redes de secuencia y de los equivalentes Thévenin para un cortocircuito fase-fase-tierra* ..... *91*
*Figura II.14 Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra.* ..... *93*
*Figura II.15. Esquema cortocircuito bifásico sin conexión a tierra* ..... *93*

*Figura II.16. Conexión de redes de secuencia y de los equivalentes Thévenin para un cortocircuito fase-fase* ..... *94*
*Figura II.17 Cortocircuito trifásico equilibrado a tierra.* ..... *95*
*Figura II.18.Esquema de cortocircuito trifásico* ..... *96*
*Figura II.19 Conexión de redes de secuencia y de los equivalentes Thévenin para un cortocircuito trifásico* ..... *97*
*Figura III.1. Diagrama de un sistema de protección [20].* ..... *100*
*Figura III.2. Curvas características de protecciones a distancia [4]* ..... *105*
*Figura III.3. Característica circular a) no direccional y b) direccional* ..... *105*
*Figura III.4. Característica a) Mho y b) Mho desplazada* ..... *106*
*Figura III.5. Característica en forma de lente y tomate.* ..... *107*
*Figura III.6. Característica poligonal* ..... *107*
*Figura III.7. Alcances y tiempos de operación de una protección de distancia.* ..... *108*
*Figura III.8. Coordinación de protecciones de distancia* ..... *110*
*Figura III.9. Clasificación de las protecciones de sobreintensidad* ..... *111*
*Figura III.10. Curvas características de protección sobreintensidad [4]* ..... *114*
*Figura III.11. Familia de curvas Normal Inversa [19]* ..... *115*
*Figura III.12. Selectividad cronométrica entre relé [4]* ..... *116*
*Figura III.13. Curva de protección sobreintensidad (50/51). [4]* ..... *116*
*Figura III.14. Protecciones de sobreintensidad direccionales en redes malladas* ..... *118*
*Figura III.15. Característica de operación de la unidad direccional de fases* ..... *119*
*Figura III.16. Disparos por falta en la zona de línea con $\vartheta$ = 45º. [16]* ..... *120*
*Figura III.17. Dos tipos de polarización de la protección direccional de neutro* ..... *121*
*Figura III.18. Característica de operación de la unidad direccional de neutro* ..... *121*
*Figura A3.19. Característica unidad direccional de neutro 67N* ..... *122*
*Figura III.20. Protección sobreintensidad direccional en neutro aislado* ..... *123*
*Figura III.22. Esquema Protección Diferencial Longitudinal con dos terminales* ..... *125*
*Figura III.23. Característica de operación de la protección diferencial longitudinal [11]* ..... *126*
*Figura III.24. Característica operaciones del discriminador de faltas externas/interna. [11]* ..... *127*
*Figura III.25. Esquema de protección diferencial de transformador* ..... *128*
*Figura III.26. Característica de operación de la protección diferencial de transformador [12].* ..... *129*
*Figura III.27. Característica operaciones del discriminador de faltas externas/interna [12].* ..... *131*
*Figura III.28 Trayectorias de los fasores de las contribuciones de los dos devanados de transformador a la corriente diferencial de secuencia negativa para falta externa [12].* ..... *132*
*Figura III.29. Operación para falta externa o interna del discriminador de faltas para falta interna con saturación de os transformadores de intensidad [12].* ..... *133*
*Figura III.30. Conexiones comunes de los secundarios de los transformadores de intensidad* ..... *134*
*Figura III.31.- Falta en barras* ..... *135*
*Figura III.32. Característica de disparo de corriente diferencial estabilizada [13].* ..... *136*
*Figura III.33. Comprobación de sincronismo* ..... *142*
*Figura III.34 Sistema de Onda Portadora* ..... *144*
*Figura III.35. Esquema de comunicación con fibra óptica* ..... *146*
*Figura III.36. Sistema de protección en subalcance con interdisparo [17].* ..... *148*
*Figura III.39. Sistema de protección en subalcance con aceleración [17].* ..... *148*
*Figura III.40. Sistema de protección en sobrealcance permisivo [17].* ..... *149*
*Figura III.41. Sistema de protección de bloqueo en sobrealcance [17].* ..... *150*
*Figura IV.1. Esquema unifilar de un sistema dividido en zonas de protecciones primarias* ..... *152*
*Figura IV.2. Característica típica de una zona de protección de distancia* ..... *154*
*Figura IV.3. Esquema simplificado de la lógica asociada a la protección de distancia* ..... *158*
*Figura IV.4. Familia de curvas Normal Inversa [19]* ..... *160*
*Figura IV.5 Curva de protección sobreintensidad (50/51). [20]* ..... *161*
*Figura IV.6. Esquema simplificado de la lógica de la protección de sobreintensidad de sobreintensidad no direccional* ..... *162*
*Figura IV.7. Esquema simplificado de la protección de sobreintensidad direccional* ..... *165*
*Figura IV.8. Característica de operación de la protección diferencial longitudinal [11].* ..... *166*
*Figura IV.9. Esquema simplificado de la lógica de la función diferencial longitudinal* ..... *169*
*Figura IV.10. Esquema simplificado de la lógica de la protección diferencial de transformador* ..... *173*

*Figura IV.11. Esquema simplificado de la lógica de la protección de subtensión ..... 175*
*Figura IV.12. Esquema simplificado de la lógica de la protección de sobretensión ..... 176*
*Figura IV.13. Esquema simplificado de la protección de frecuencia ..... 178*
*Figura IV.14. Reenganche automático de una tentativa frente a una falta permanente ..... 182*
*Figura IV.15. Esquema simplificado de la lógica del automatismo del reenganchador ..... 183*
*Figura IV.16. Esquema simplificado de la lógica del automatismo de sincronismo ..... 185*
*Figura V.1. Ejemplo de registro de las señales analógicas de un oscilo ..... 188*
*Figura V.2. Ejemplo de registro de las señales digitales de un oscilo ..... 188*
*Figura V.3. Software de análisis Transview [29] ..... 190*
*Figura V.4. Software de análisis Transview [29] ..... 190*
*Figura V.5. Ejemplo de oscilografía visualizada con REVAL ..... 191*
*Figura VI.1. Cortocircuito monofásico a tierra ..... 200*
*Figura VI.2. Oscilografía registrada ante una falta monofásica a tierra ..... 201*
*Figura VI.3 Representación de las componentes simétricas de la intensidad en una falta monofásica a tierra ..... 201*
*Figura VI.4. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad en situación de prefalta ..... 202*
*Figura VI.5. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad en situación de falta ..... 202*
*Figura VI.6. Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra. ..... 203*
*Figura VI.7. Oscilografía registrada ante una falta bifásica sin conexión a tierra ..... 204*
*Figura VI.8. Representación de las componentes simétricas de la intensidad en una falta bifásica sin conexión a tierra ..... 204*
*Figura VI.9. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad en situación de prefalta ..... 205*
*Figura VI.10. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad durante la falta ..... 205*
*Figura VI.11. Cortocircuito trifásico equilibrado a tierra. ..... 206*
*Figura VI.12. Oscilografía registrada ante una falta trifásica equilibrada ..... 207*
*Figura VI.13. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad en situación de prefalta ..... 207*
*Figura VI.14. Diagramas de fasores de la tensión e intensidad durante la falta ..... 208*
*Figura VI.15 Cortocircuito monofásico a tierra. ..... 208*
*Figura VI.16. Oscilografía registrada ante falta monofásica a tierra que evoluciona a bifásica con conexión a tierra ..... 210*
*Figura VI.17. Diagrama de Fasores de intensidad en situación de prefalta ..... 210*
*Figura VI.18. Diagramas de fasores de intensidad en situación de a) falta monofásica y b) falta bifásica a tierra ..... 211*
*Figura VI.19. Diagramas de fasores de componentes simétricas de la intensidad en situación de a) falta monofásica y b) falta bifásica a tierra ..... 211*
*Figura VI.20. Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra. ..... 212*
*Figura VI.21. Oscilografía registrada ante falta bifásica sin conexión a tierra que evoluciona a trifásica ..... 213*
*Figura VI.22.Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante cuando la onda de voltaje corresponde al flujo residual dentro del núcleo. [8] ..... 215*
*Figura VI.23.Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante el flujo se encuentra en su valor máximo. [8] ..... 215*
*Figura VI.24.Forma de onda de una corriente de magnetización. [8] ..... 216*
*Figura VI.25. Oscilografía de una corriente de magnetización ..... 216*
*Figura VI.26. Contenido en armónicos de una corriente fundamental ..... 217*
*Figura VI.27. Esquema de Red ..... 217*
*Figura VI.28. Circuito equivalente de secuencia cero [22] ..... 218*
*Figura VI.29. Representación de transformador Ynd [22] ..... 218*
*Figura VI.30. Oscilografía de la contribución de transformador Ynd ante falta en AT. ..... 219*
*Figura VI.31. Distorsión debido a saturación de TI ..... 220*
*Figura VI.32. Oscilografía de una saturación de un transformador de protección ..... 220*
*Figura VII.1. Esquema de la red afectada por el incidente ..... 221*
*Figura VII.2. Relatorio del Centro de Control ..... 222*
*Figura VII.3. Oscilo registrado en SET_A – L/66kV SET_B ..... 223*
*Figura VII.4. Señales digitales registradas en SET_A – L/66kV SET_B ..... 224*
*Figura VII.5. Oscilo registrado en SET_B – L/66kV SET_A ..... 224*
*Figura VII.6. Oscilo registrado en SET_C – L/66kV SET_B ..... 225*

# *LISTA DE TABLAS*

*Tabla I.1. Tensiones de servicio según subsistema* ..... *41*
*Tabla I.2. Características de tipos de redes* ..... *43*
*Tabla I.3. Resumen de las características de la puesta a tierra del neutro.* ..... *52*
*Tabla I.4. Clase de exactitud de los transformadores de intensidad para protección* ..... *76*
*Tabla III.1. Magnitudes de polarización de la protección sobreintensidad direccional de fase* ..... *120*
*Tabla V.1. Lista señales oscilos relés familia SEPAM* ..... *192*
*Tabla V.2. Lista señales oscilos relé RED670* ..... *193*
*Tabla V.3. Lista señales oscilos relé P143* ..... *194*
*Tabla V.4. Lista señales oscilos relé SEL421* ..... *195*
*Tabla VI.1. Valor de las componentes simétricas* ..... *209*
*Tabla VI.2. Valores de las componentes simétricas* ..... *212*
*Tabla VII.1. Alarmas en SET_A* ..... *222*
*Tabla VII.2. Alarmas en SET_B* ..... *222*
*Tabla VII.3. Alarmas en SET_C* ..... *223*
*Tabla VII.4. Alarmas en SET_D* ..... *223*

# *BIBLIOGRAFÍA*


[1] Paulino Montané. *Protecciones en las instalaciones eléctricas*. Marcombo. 1992.

[2] I. J. Ramírez, J. A. Martinez, J. A. Fuentes, E. García, L. A. Fernández, P. J. Zorzano. *Problemas resueltos de sistemas de energía eléctrica*. Thomson. 2007.

[3] Westinghouse Electric Corporation. *Applied Protective Relaying*

[4] Antonio Gomez Expósito. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw Hill. 2002.

[5] Iberdrola. *Curso básico protecciones de los sistemas eléctricos potencia*.

[6] *Detección de corriente de inrush por la protección T60*, estudio realizado por CIRCE y ERZ-ENDESA

[7] *Protecciones Eléctricas en Distribución Fase I: Protecciones LMT – Transformadores*, estudio realizado por Endesa.

[8] Ernesto Vázquez Martínez, José A. Pérez Rodríguez. *Aplicación de RNA en la identificación de corrientes inrush en transformadores*. Ingenierías, Julio – Septiembre 2003, UANL.

[9] Diego López Ubieto. *Redes eléctricas de neutro aislado y particularidades de la red en media tensión de Endesa – Aragón*. Proyecto Fin de Carrera. Departamento de ingeniería eléctrica. Universidad de Zaragoza. 2010.

[10] Areva. *MICOM P14X – Feeder Management Relay. Technical Manual*. 2006

[11] ABB. *Technical reference manual – Line distance protection IED RED 670*. 2007.

[12] ABB. *Technical reference manual – Transformer protection IED RET 670*. 2007.

[13] ABB. Protección numérica de barras REB 500. 2000

[14] ABB. *Application manual – Line differential protection terminal REL 551.* 2001.

[15] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL 421 Relay – Protection and Automation System*. 2009.

[16] Schneider Electric. *Manual Sepam serie 80.* 2004.

[17] Red Eléctrica de España. *Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y peninsulares.* 2005.

[18] General Electric. *DTP - B. Protección digital de transformador.* 2005.

[19] ZIV. IRV - *Terminal integrado de protección, control y medida. Manual de instrucciones*. 2011.

[20] Rubén García Ariño. *Análisis y mejora de procedimientos aplicados en el área de protecciones y ajustes de una compañía distribuidora.* Proyecto Fin de Carrera. Departamento Ingeniería Eléctrica. Universidad de Zaragoza. Marzo 2010.

[21] Endesa-Circe. *Criterios ajustes para la protección de sistemas de Alta Tensión*. 2007

[22] ALSTOM, *Protective Relays. Application Guide*. Balding + Nausell, plc. 1987

[23] M. P. Comech, M. A. García, M. García, J. Sallán. *Tecnología Eléctrica*. Universidad de Zaragoza. 2007

[24] www.ree.es.

[25] http://www.uclm.es/area/gsee/aie/censublin/subestaciones.pdf

[26] Repuestos ISODEL, *Manual Isodel HPF300 Rev00*. 2008

[27] MESA. *Manual aparamenta Mesa*. 2009

[28] Electrotécnica Arteche Hnos. *Manual Transformadores de medida*

[29] Omicrom. *Transview, User Manual Version 4.3.* Omicrom Electronics 2006