

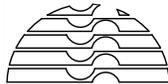


**CURSO**

**OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

***TEMA:***

**PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELECTRICOS**



**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN  
FACULTAD DE INGENIERÍA**

CONICET



---

INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**Montevideo, Uruguay, Diciembre de 2016**

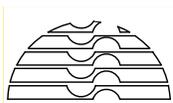


## CURSO

# OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

## TEMA:

# PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELECTRICOS



## FUNDACIÓN UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN FACULTAD DE INGENIERÍA

CONICET



---

INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

*Autor: Dr.-Ing. Eduardo A. Orduña*

**Montevideo, Uruguay, Diciembre de 2016**



# **PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELECTRICOS**

## **CONTENIDO**

**TEMA 1: ASPECTOS GENERALES**

**TEMA 2: RELES DE SOBRECORRIENTE**

**TEMA 3: PROTECCIÓN DE LINEAS CON RELES DE DISTANCIA**

**TEMA 4: PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES**

**TEMA 5: PROTECCION DE REDES DE MEDIA TENSIÓN**



## TEMA 1: ASPECTOS GENERALES

En el proceso de explotación de los sistemas eléctricos de potencia pueden aparecer fallas y regímenes anormales en sus distintos elementos, los cuales pueden conducir a interrupciones de servicio a los consumidores y daños en el equipamiento.

El tipo más frecuente y peligroso de falla es el cortocircuito, que origina grandes incrementos de corriente y fuertes caídas de tensión en los elementos del sistema, lo cual puede dañar los equipos por sobrecalentamiento, y afectar por baja tensión la operación normal de los consumidores y el sincronismo de los generadores del sistema. Entre los regímenes anormales, uno de los más importantes es la sobrecarga, que también origina valores de corriente superiores a los nominales, con el consiguiente sobrecalentamiento.

La función principal de la protección es provocar la desconexión automática del elemento del sistema que ha experimentado una falla o régimen anormal de operación, con el objetivo de reducir los daños de ese elemento y evitar que afecte la operación normal del resto del sistema. La protección es una de las partes fundamentales del sistema de automatización contra fallas del sistema eléctrico, y su importancia radica en que sin ella no es posible la operación sin interrupción de las instalaciones. Una función secundaria de la protección es brindar información sobre el tipo y localización de la falla o régimen anormal, con el objetivo de facilitar al personal de servicio su rápida localización y eliminación.

La protección en general se realiza mediante los siguientes dispositivos y equipos:

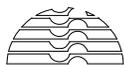
- a) **Relés que actúan sobre interruptores:** se utilizan en instalaciones eléctricas de tensiones superiores a 1000 V; su principio de funcionamiento varía de acuerdo a la magnitud o magnitudes eléctricas a las cuales responde.
- b) **Fusibles:** se utilizan en instalaciones industriales y en redes de distribución y subtransmisión; resulta un medio económico de protección donde no se justifica la instalación de relés e interruptores.
- c) **Reconectores o restauradores automáticos:** se utilizan en redes de subtransmisión y distribución.
- d) **Interruptores automáticos (térmicos, magnéticos o termo-magnéticos):** se utilizan para la protección de instalaciones de tensión inferiores a 1000 V generalmente industriales y comerciales.

A lo largo de este curso se tratará aspectos relacionados con los tres primeros tipos de dispositivos.

### 1. TÉRMINOS Y DEFINICIONES UTILIZADOS LA TÉCNICA DE PROTECCIONES

Los siguientes son los términos más utilizados por los especialistas y técnicos en protecciones que conciernen a las mediciones de calidad y filosofía de protección:

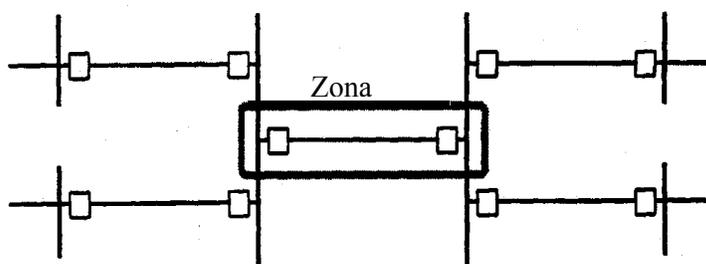
- Zonas de protección
- Protección primaria (o principal)



- Protección de respaldo (o backup)
- Protección contra otras condiciones anormales
- Protección dual
- Precisión
- Clase de precisión
- Confiabilidad: Seguridad y Dependabilidad
- Sensitividad, selectividad y velocidad
- Estabilidad del relé
- Protección dual
- Número de dispositivo

### Zonas de protección

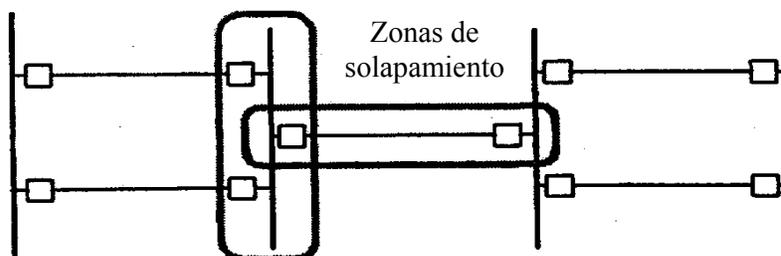
Uno de los conceptos más útiles utilizados por el ingeniero en protecciones es la noción de "zonas" como se muestra en la fig. 1:



**Fig. 1 Las zonas incluyen todos los interruptores asociados al equipo protegido**  
Con respecto a la zona de protección se destaca:

- **La asociación con un componente de importancia (una línea en la fig. 1)**
- **Finaliza en un interruptor e incluye al mismo, el cual puede responder a señales de disparo de los relés asociados con la zona.**
- **Representa una cantidad mínima del sistema que deba ser re-energizado para solucionar o corregir un problema dentro de la zona**

La posibilidad de diseñar e implementar una protección exitosa radica en considerar el sistema como una colección de zonas discretas que pueden ser protegidas en forma individual utilizando equipamiento diseñado para detectar los tipos particulares de anomalías asociadas con cada componentes. Se podrían definir otras zonas para tener en cuenta barras, generadores, motores, cables, etc... La fig. 2 muestra un caso en que las zonas deben solaparse. Debido a que la protección es aplicada de acuerdo a las zonas definidas, es fundamental que todas las partes del sistema caigan dentro de una zona para asegurar que no haya áreas desprotegidas.



**Fig. 2 Solapamiento de zonas**



### **Protección primaria (o principal)**

Un sistema de protección que se diseña para operar, debido a su sensibilidad y velocidad, antes que respondan otros dispositivos, se dice que provee protección primaria o principal.

*Ejemplo:* Un relé diferencial que protege un transformador operará cuando se produzca una falla en su zona de protección. Otro dispositivo utilizado para proteger el transformador, tales como relés de sobrecorriente, operan si el relé diferencial falla al detectar la falla. En este caso el relé diferencial provee protección primaria para fallas en su zona de protección.

### **Protección de respaldo (o backup)**

A pesar de los mejores esfuerzos de los proyectistas del sistema y de los especialistas en protección, y teniendo en cuenta adicionalmente que los relés de protección son componentes muy confiables, en algún momento ocurrirá que el sistema de protección principal fallará al actuar (falla del relé para detectar la perturbación o falla de la apertura del interruptor). Esto ha conducido a la práctica de asegurar que la falla de actuación de un dispositivo o sistema de protección nunca pueda resultar en la pérdida de la función de protección. Para ello se utiliza la técnica de la protección de respaldo (también llamado backup) que son dispositivos de protección que proveen una segunda línea de defensa, la cual puede presentarse en diversas formas:

- **Respaldo remoto:** en el cual los relés de una zona tienen la capacidad de detectar también el problema en zonas adyacentes y normalmente se logra asignándoseles retardos de tiempos para asegurar la selectividad.

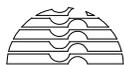
*Ejemplo:* Se puede utilizar relés de distancia para proveer protección primaria de una línea de transmisión. Se puede proveer adicionalmente protección de respaldo por medio de otros relés de distancia, instalados en otras estaciones vecinas remotas, con ajustes predeterminados que retardan su actuación para coordinar con el primero.

- **Respaldo local:** A menudo, los relés que están designados como respaldo emplean diferentes principios de medición, y en muchos esquemas conservativos, pueden emplear fuentes de señal totalmente diferentes y aún disparar diferentes interruptores utilizando diferentes baterías de alimentación y temporizados respecto a los principales.

*Ejemplo:* Un sistema de comparación de fase se puede utilizar para proveer protección primaria de líneas de transmisión. Se puede utilizar relés de distancia instalados en la misma estación, para proveer protección de respaldo de la línea.

### **-Protección contra otras condiciones anormales**

La protección contra otros tipos de perturbaciones diferentes a los cortocircuitos está incluida en la categoría de protección primaria. Sin embargo, dado que las condiciones anormales que requieren protección son diferentes para cada elemento del sistema, no existe una disposición universal de solapamiento de las zonas de protección como en el caso de protección contra cortocircuitos. Aquí, cada elemento del sistema es independientemente protegido por un relé o sistema de relés, el cual actúa sobre los interruptores necesarios los cuales pueden ser distintos de aquellos accionados por los relés contra cortocircuitos.



### Protección dual

Los SSEE son a menudo protegidos con sistemas duales de protección primaria. Ambos sistemas primarios de protección son mantenidos en forma independiente uno del otro. Dependiendo de la filosofía de protección adoptada, cada sistema de protección puede estar conectado a sus propios TC, TV, relés, bobinas de disparo y fuentes de alimentación de los interruptores. Tales sistemas son comúnmente referenciados como Sistema A o 1 de protección y Sistema B o 2 de protección.

*Ejemplo:* Una línea de transmisión puede ser protegida por un sistema de protección diferencial, el cual se espera que opere en 10 ms a 15 ms, y un sistema de protección de distancia con transferencia de disparo, el cual se espera que opere en un tiempo comparable. La protección diferencial en este caso podría ser clasificada como Sistema de Protección A y la protección de distancia como Sistema de Protección B.

### Precisión

Este término se utiliza para por lo menos dos propósitos diferentes: uno para describir la precisión del dispositivo y el otro para especificar la precisión de una medición.

En el primer contexto, la precisión es el grado en el cual un dispositivo (relé, instrumento, medidor) satisface una norma aceptada. La precisión de un dispositivo resulta tan buena como los métodos utilizados para expresar la precisión de sus componentes individuales y la manera en la cual se afecta la precisión general del dispositivo.

En el segundo caso, la precisión de una medición especifica la diferencia entre la medición y los valores reales de una cantidad. La desviación de los valores reales es la indicación de con que precisión se está realizando una lectura o se esta realizando un ajuste.

*Ejemplo:* Si a un relé se le especifica que tener  $\pm 5\%$  de precisión, significa que el relé debería operar cuando magnitud de excitación (corriente o tensión) esté entre  $-5\%$  y  $+5\%$  de su ajuste. Considérese el caso de la fig. 3 y asúmase el transformador de corriente TI provee una corriente de secundario la cual es una representación precisa de la corriente del primario.

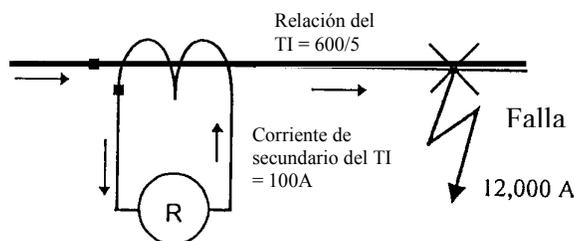
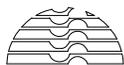


Fig. 3 Una línea protegida por un relé de sobrecorriente

Cuando la corriente de falla es de 12000 A, la corriente en el relé será de 100 A. Si la precisión del relé es  $\pm 5\%$ , este podría interpretar que la corriente este en cualquier nivel desde 95 A a 105 A. En caso que el relé esté ajustado para operar a 100 A, puede o no operar dependiendo de su interpretación del nivel de corriente en el circuito.



### **Clase de precisión**

Este término es utilizado para definir la calidad de la performance en estado estacionario de un transformador de corriente TI. La clase de precisión de un TI utilizado para funciones de protección se describe por medio de una letra la cual indica si la precisión fue calculada (Clase C) o si debe ser obtenida por test físicos (Clase T). Esta letra está seguida por un número el cual es igual a la tensión máxima en los terminales secundarios que el TI producirá a 20 veces la corriente nominal del secundario con no más de 10% de error.

*Ejemplos:* TI clase C de 10% de error son: C100, C200, C400 y C800. Hasta ahora no hay clase de precisión mayor que C800.

*Ejemplos:* TI clase T de 10% de error son: T105, T250, T375 y T750. En el tema correspondiente a transformadores de medición de se verá con más detalles los aspectos relacionados con los TI.

### **Confiabilidad**

La confiabilidad es un índice que expresa el atributo de un dispositivo o sistema de protección de operar correctamente en situaciones para las que fue diseñado para actuar. Esto incluye también el atributo de no operar (u operar en forma incorrecta) para todas las otras situaciones. La confiabilidad se expresa en términos de dos atributos fundamentales que compiten: dependabilidad y seguridad.

#### **- Dependabilidad**

Este aspecto de la confiabilidad expresa el grado de certeza de que un dispositivo operará correctamente. Para sistemas de relés o dispositivos, la dependabilidad es asegurada utilizando sistemas de protección redundantes y relés o dispositivos de respaldo o backup.

*Ejemplo:* La protección primaria o principal de una línea de transmisión puede ser del tipo de comparación de fase. El grado de certidumbre de que este esquema operará para todas las fallas en la línea de transmisión es el índice de dependabilidad del esquema. Para incrementar este índice en la protección de líneas de transmisión, podría incluirse relés de distancia que actúen como backup.

#### **- Seguridad**

Este aspecto de la confiabilidad expresa el grado d certeza de que un dispositivo no operará incorrectamente, independientemente de la naturaleza del estado de operación del sistema de potencia.

*Ejemplo:* Si un relé diferencial se instala para operar para fallas en un transformador, el grado de certeza de que el relé no operará para fallas fuera de la zona del transformador es el índice de seguridad del relé.

### **Sensitividad, selectividad y velocidad**

El término *sensitividad* se utiliza para expresar diferentes atributos de los dispositivos. Una definición la expresa como la relación entre la respuesta del dispositivo con respecto al cambio de la entrada. En el campo de la protección de sistemas de potencia, la



sensibilidad es el mínimo valor de una entrada ( o cambio de una entrada) que produciría la operación de un relé o dispositivo.

*Ejemplo:* Un relé direccional de tierra instantáneo diseñado para operar a una corriente mínima de 0.5 A será clasificado como que tiene una sensibilidad de 0.5 A.

El término *selectividad* se refiere a la capacidad de los dispositivos de protección para diferenciar entre aquellas condiciones para las cuales se requiere operación y aquellas para las que no se requiere operación o se requiere una operación con retardo temporal.

*Ejemplo:* Un relé actuando como backup de otros debe temporizarse con respecto a estos para permitir los mismos actúen primero ante fallas en sus componentes protegidos. De otra manera se desconectarían elementos del sistema en forma innecesaria.

La *velocidad* de actuación de una protección se mide por el tiempo que demora la misma en emitir la orden de apertura a los interruptores, en el caso de relés, o el que toma ella misma en despejar la falla, en el caso de fusibles y reconectores.

El objetivo principal del sistema de protección es despejar el elemento fallado del sistema tan rápido como sea posible, por medio de las protecciones principales (mínimo tiempo de actuación = máxima velocidad). Si no se cumple este objetivo, actuarán las protecciones de respaldo las cuales deben ser selectivas no actuando en forma simultánea con las principales, es decir con un tiempo mayor o una velocidad menor. La selectividad y la sensibilidad son esenciales para asegurar que sean accionados los interruptores apropiados.

### **Estabilidad del un relé**

Un relé es considerado estable si, partiendo de un estado estacionario, retorna al mismo estado estacionario luego de la introducción y remoción de entradas que representan un disturbio en el sistema al cual está conectado.

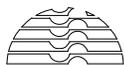
*Ejemplo:* Un relé de temporización de estado sólido, cuya precisión de tiempo no es afectada por cambios en el suministro de tensión de alimentación en corriente continua utilizado para operarlo, es considerado como estable.

*Ejemplo:* Considérese que un sistema de relés experimenta una pérdida momentánea del suministro de corriente continua, utilizada para realizar funciones lógicas y/o de disparo. Si el sistema de relés retorna a un modo de estado estacionario normal en la restauración del suministro de corriente continua, el relé es considerado como estable.

### **Número de dispositivo (Codificación internacional)**

Los diagramas circuitales utilizados en sistemas de potencia utilizan las nomenclaturas y números de dispositivos especificados en la Norma ANSI/IEEE C37.2 (ver anexo A, donde figuran enumerados y descriptos en idioma inglés). Se asigna un número para cada tipo de relé e instrumento. Las fases son identificadas como A, B, C o a, b, c. Los numerales 1, 2 y 3 no son utilizados normalmente dado que 1 se utiliza para identificar magnitudes de secuencia positiva, 2 para las de secuencia negativa.

*Ejemplo:* En la tabla 1.1 se dan algunos de los códigos. Durante el transcurso del curso se aparecerán otras funciones con sus respectivos números.



**Tabla 1 Código de relés y su función**

<b>Código numérico</b>	<b>Descripción</b>
21	Relé de distancia
24	Relé de sobreexcitación o sobreflujo en transformadores o generadores
25	Relé de sincronización o chequeo de sincronismo
26	Dispositivo térmico
27	Relé de subtensión
32	Relé direccional de distancia
37	Relé de subcorriente
40	Relé de campo de excitación
41	Interruptor de circuito de campo
46	Relé de secuencia negativa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorriente instantáneo
51	Relé de sobrecorriente temporizado
52	Interruptor de circuito
55	Relé de factor de potencia
59	Relé de sobretensión
63	Relé de presión, por flujo o nivel de líquido o gases
64	Relé de fallas a tierra
67	Relé direccional de sobrecorriente
68	Relé de bloqueo
74	Relé de alarma
81	Relé de frecuencia
85	Relé receptor de portador de onda
86	Relé de cierre
87	Relé diferencial
94	Relé de disparo auxiliar

## - COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES

La protección de un equipo eléctrico puede ser tan simple como un fusible o tan compleja como los modernos relés de tipo numérico, que hacen uso de enlaces de radio o carrier para transmitir la información de un punto a otro. Por esta razón, una definición de Sistema de Protecciones debe ser lo suficientemente amplia como para incluirlas a todas.

**Definición:** Sistema de Protecciones es el conjunto de elementos y de sus circuitos de control asociados que se encuentran interconectados o dependientes entre sí, cuya función es proteger a un equipo o a un conjunto de equipos. Este conjunto de elementos operará bajo condiciones predeterminadas, usualmente anormales, desconectando un elemento del SEP o emitiendo una señal o ambas cosas. Bajo la perspectiva de esta definición y tratando de referirse siempre a los casos más generales, los componentes de un sistema de protecciones, tal como se muestra en la Figura 4, son los siguientes:



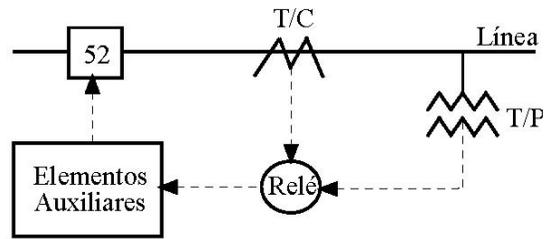


Fig. 4- Componentes de un Sistema de Protecciones

#### - Transformadores de medida (TT/MM)

Los transformadores de medida son los elementos que permiten obtener la información acerca de las condiciones de operación de un sistema de potencia, en la forma de señales secundarias de corriente o de tensión proporcionales a las magnitudes primarias. Bajo este término común se agrupan los transformadores de corriente (TT/CC) y de potencial (TT/PP), para diferenciarlos de los transformadores comunes.

#### - Relés de protección

Son los elementos que reciben la información de los transformadores de medida y que son capaces de discriminar entre una condición normal y anormal. Cuando el relé detecta una condición anormal inicia su acción ("opera"), generalmente a través de contactos que se cierran o se abren y que, en forma directa o indirecta, habilitan los circuitos de apertura o desenganche de los interruptores de potencia.

#### - Interruptores de potencia

Dispositivos que cumplen con la función de aislar o desconectar los equipos, ya sea por operación de las protecciones o de las personas que manejan el sistema eléctrico. Se denominan interruptores de potencia para diferenciarlos de otros dispositivos que no son capaces de interrumpir un circuito en condiciones de falla por no tener la capacidad de ruptura necesaria, aún cuando están diseñados para aislar partes del circuito.

#### - Circuitos de control

Conjunto de elementos que interconectan a los tres componentes anteriores. Entre estos elementos se puede mencionar: alambrados; regletas de conexiones; switches; relés auxiliares; lámparas de señalización; dispositivos anunciadores; etc. Se analizarán a continuación, las principales características de los distintos elementos que componen los sistemas de protecciones.

#### - Transformadores de medida (TT/MM)

Los transformadores de medida cumplen con varios objetivos tal como se indica a continuación:



**Aislarse del circuito de Alta Tensión:** Puesto que no existen ni serían prácticos instrumentos relés para conexión directa a la alta tensión, se usan transformadores que cumplen con la función de entregar corrientes o voltajes en baja tensión con el objeto de proteger tanto a los instrumentos como a las personas que los operan.

**Disponer de magnitudes normalizadas:** Los secundarios de los TT/MM entregan valores normalizados de modo de facilitar la utilización de instrumentos u otros dispositivos que por tener un bajo nivel de aislamiento resultan pequeños y económicos.

**Efectuar medidas a distancia:** Al disminuir los niveles de las magnitudes a medir y al estar aislados de la alta tensión, se hace posible instalar los elementos de medida y protección a distancias mas o menos alejadas del punto de ubicación de los TT/MM. Sin embargo, esta distancia no puede ser mayor de unos 100 a 150 m, puesto que los conductores comienzan a ser una carga apreciable que compromete la exactitud de las medidas. Con la aparición de los relés de estado sólido y de los transductores electrónicos de medida, las distancias mencionadas han podido superarse largamente.

**Realizar aplicaciones en protecciones y medidas:** Interconectando adecuadamente los secundarios de los TT/MM, se pueden obtener otras magnitudes de gran utilidad en la aplicación de algunas protecciones y medidas. A modo de ejemplo, se pueden mencionar los dos circuitos que se muestran en las Figuras 4 y 5, que permiten obtener voltajes y corrientes de secuencia cero, respectivamente.

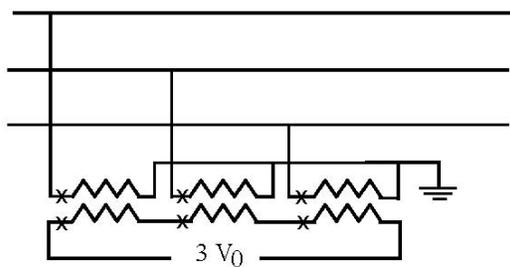


Figura 4- Obtención de Voltaje de secuencia cero

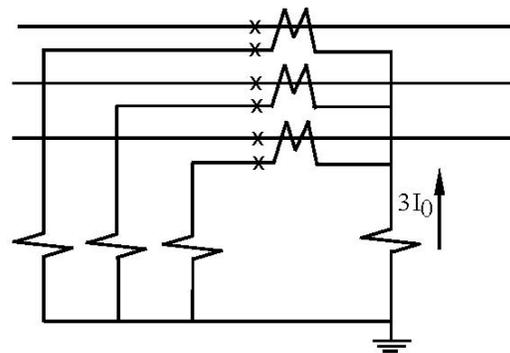


Figura 5- Obtención de Corriente de secuencia cero

- **Proteger instrumentos:** Esta aplicación es particularmente válida en el caso de los TT/CC destinados a medidas, ya que al ocurrir un cortocircuito se aprovecha un bajo índice de saturación del núcleo para provocar un elevado error negativo en la corriente secundaria, de modo que ésta no se eleve muy por encima de los valores nominales. Se protegen de esta manera las bobinas de corriente de instrumentos tales como: Amperímetros; wáttmetros; fasímetros; etc.

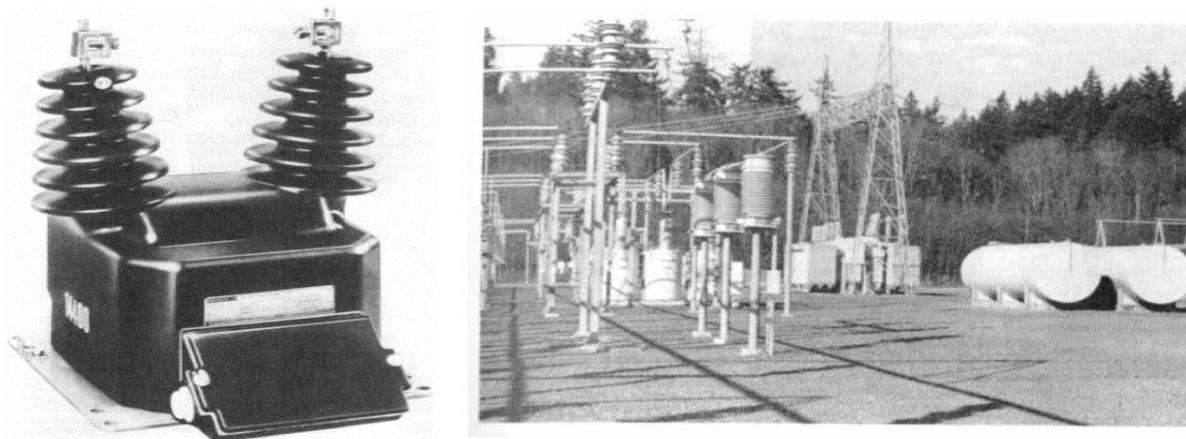
### Transformadores de potencial (TT/PP)

Son los transformadores de medida utilizados para reducir las tensiones primarias del SEP (normalmente del orden de los kV) a tensiones secundarias de rangos normalizados (115-



120 volt), en forma directamente proporcional.

El transformador de potencial (T/P; Figura 6) es muy similar a un transformador de potencia ya que ambos tienen la finalidad de cambiar el nivel de la tensión. Un transformador de potencia está destinado a servir una carga sin exceder un aumento de temperatura especificado. El transformador de potencial se define, en cambio, en términos de la máxima carga (o burden) que es capaz de entregar sin exceder los límites de error de razón y de ángulo especificados; esto significa que la carga que es capaz de servir, sin exceder los valores permitidos de aumento de temperatura, puede llegar a ser hasta diez veces superior a su burden nominal.



a) b)

Figura 6.- Transformador de Potencial: a) Para uso en sistemas de media tensión (15 kV),  
b) Para 115 kV

En realidad, esta función puede ser cumplida también por otro tipo de elemento, denominado "Dispositivo Capacitivo de Potencial" (fig 7).

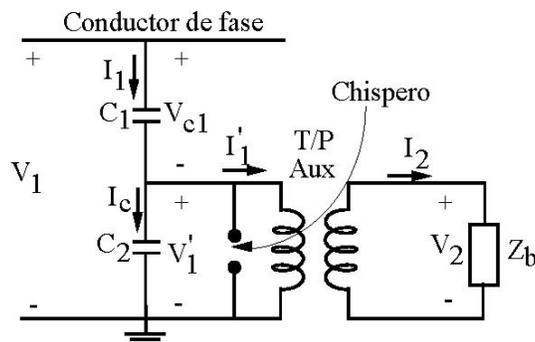
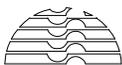


Figura 7- Diagrama esquemático de un DCP Clase A



## - Transformadores de corriente (TT/CC)

Son los transformadores de medida destinados a entregar una corriente secundaria proporcional a la que circula por su enrollado primario. Este enrollado está conectado en serie con el circuito de potencia que se pretende medir. En cualquier caso, su impedancia es despreciable comparada con la del circuito de potencia, aún si se considera el efecto de la impedancia del circuito secundario transferido.

Se construyen como elementos monofásicos, cuyo primario tiene muy pocas espiras (normalmente una sola). El núcleo puede ser de material ferromagnético o de aire. En el primer caso poseen una potencia de salida importante, por lo que son aptos para usar con relés electromecánicos; sin embargo, no existe una proporcionalidad total entre las corrientes de los enrollados primario y secundario, debido a las características no lineales de los materiales utilizados en el núcleo. Los TT/CC con núcleo de aire tienen baja potencia de salida por lo que sólo se pueden usar con relés del tipo estático, sin embargo, la corriente secundaria es siempre proporcional a la corriente primaria debido a lo cual se les llama "Acopladores lineales".

Según las características constructivas de la bobina primaria, los TT/CC se clasifican en:

- **Tipo bobinado:** La bobina primaria se enrolla con una o más vueltas al núcleo de hierro. Las bobinas primarias y secundarias se encuentran aisladas entre sí y también están aisladas del núcleo, tal como se muestra en la Figura 8.
- **Tipo barra:** Consiste en un conductor fijo, aislado, en forma de barra o tubo, como bobina primaria que atraviesa el núcleo de hierro, en general de forma toroidal al que se ha enrollado la bobina secundaria (Figura 9).
- **Tipo ventana:** Es aquel que consta solamente de una bobina secundaria enrollada alrededor de un núcleo de hierro y en el cual la bobina primaria no forma parte del T/C propiamente tal (Figura 10).

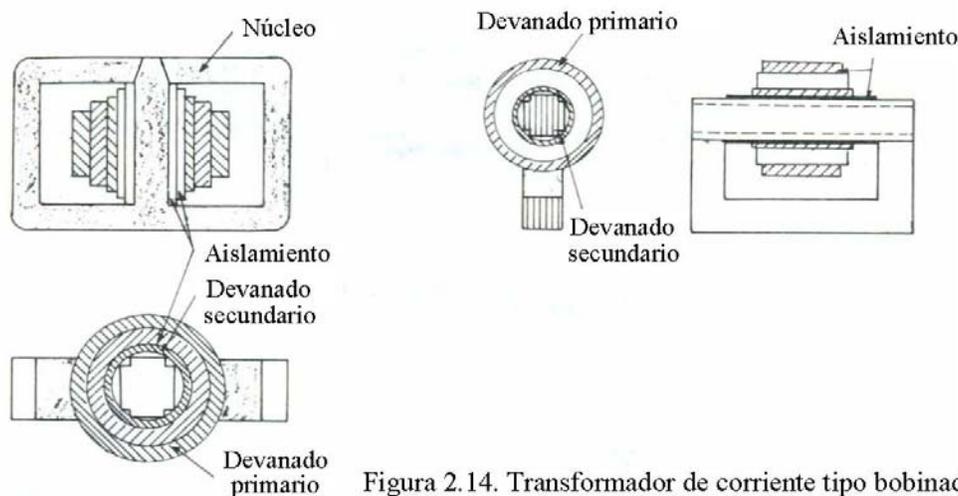


Figura 2.14. Transformador de corriente tipo bobinado

Fig. 8



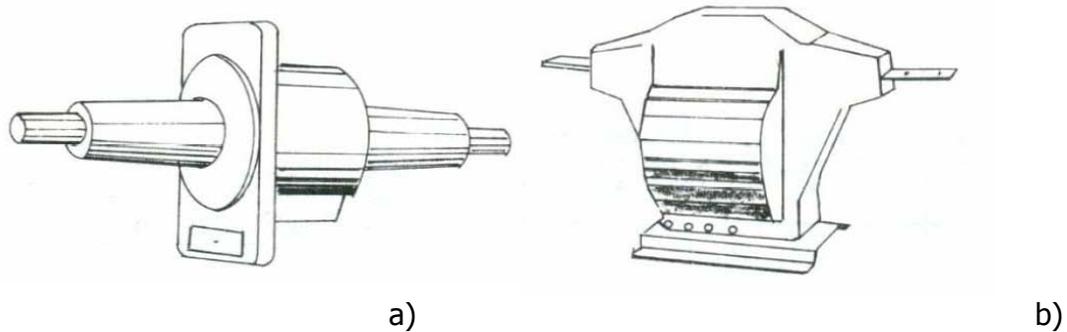


Figura 9- Transformador de corriente; a) Tipo tubular para tensiones entre 6,6 y 23 kV; b) Tipo barra plana, aislado con resina sintética, para media tensión

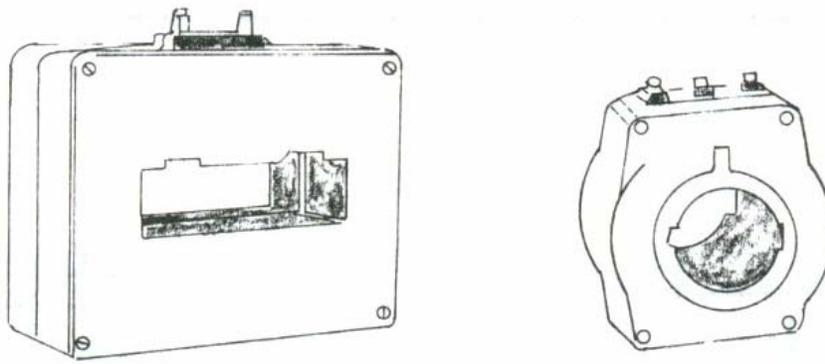


Figura 10 Transformadores de corriente tipo ventana

- **Tipo bushing:** Tiene un núcleo de fierro toroidal al cual se ha enrollado la bobina secundaria pero no tiene bobina primaria. Va montado en el bushing de los transformadores de potencia y la bobina primaria la forma el cable conductor del circuito de potencia.

## 2. TIPOS DE SOLICITACIONES

De acuerdo a lo planteado en los párrafos anteriores, una de las cualidades esenciales de una distribución moderna de energía eléctrica es la continuidad del servicio. La importancia de las posibles consecuencias de una interrupción, aunque esté limitada a pocos minutos, puede ser considerable tanto para las industrias, como para otro tipo de usuario. De aquí la conveniencia de analizar las anomalías que ocurren en los sistemas eléctricos.

En relación con las consecuencias, las anomalías que pueden ocurrir en un sistema eléctrico se clasifican en fallas y perturbaciones, cuyas diferencias aparecen en sus definiciones.

- **Falla:** Condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los esquemas de protecciones para no dañar



a los equipos.

- **Perturbación:** Condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más de un tiempo determinado.

Tanto las fallas como las perturbaciones deben poder ser detectadas y discriminadas por las protecciones, ya que al ocurrir un defecto en un componente del sistema significa, por lo general, una perturbación para el resto. Al aislar el equipo fallado, se elimina simultáneamente la perturbación, con lo cual el servicio se normaliza.

Entre las fallas, las más comunes son los cortocircuitos. Otras que se pueden mencionar son; la apertura de conductores, la pérdida de excitación de máquinas síncronas, etc., las que pueden producir efectos similares a los cortocircuitos.

Entre las perturbaciones, las más comunes son las sobretensiones, las sobrecargas, las oscilaciones y los desequilibrios.

## 2.1 SOBRECORRIENTE

Sobrecorriente es el término utilizado comúnmente para expresar las consecuencias de un cortocircuito. En un sistema sin falla el flujo de corriente es función de la magnitud de la carga. Un cortocircuito es un estado anormal producido por la perforación de la aislación de un componente y en este caso la corriente queda limitada solamente por la impedancia del sistema eléctrico.

*Ejemplos:* a) perforación de la cobertura aislante de arrollamientos de transformadores y generadores, originando el contacto de los conductores bajo tensión directamente con las partes metálicas o contacto entre conductores de la misma o diferentes fases.

b) descargas través de cadenas de aisladores producidas por suciedad o contaminación, en líneas de alta tensión, o contactos metálicos entre fases a causa de caídas de torres o desprendimiento de fases.

Debido a las grandes sollicitaciones tanto térmicas (Efecto Joule  $I^2 \cdot R$ ) como mecánicas (esfuerzos mecánicos proporcionales al cuadrado de la corriente) (consultar Tema II) que se originan debido al alto valor de las corrientes presentes, los cortocircuitos son el foco de mayor atención en la protección de sistemas de media y alta tensión.

*Ejemplos:* deformaciones de las espiras de los arrollamientos de los transformadores luego de un cortocircuito en las cercanías del mismo. Pérdida de las propiedades conductoras del cobre luego de un sobrecalentamiento prolongado. Incendios debido a descargas en medios inflamables.

El cambio de corrientes de cargas normales a corrientes de cortocircuito ocurre rápidamente atravesando un proceso transitorio. De los fundamentos de la física se conoce que la magnitud de la corriente en los elementos inductivos no puede cambiar en forma instantánea (el valor del flujo concatenado por los arrollamientos no puede cambiar en un salto escalón). Esto puede modelarse matemáticamente considerando que las corrientes de cortocircuito están compuestas por dos componentes parciales: una corriente alterna simétrica y una componente continua que tiene un valor inicial igual al valor inicial de la corriente alterna y la cual decae en el tiempo hasta extinguirse. La

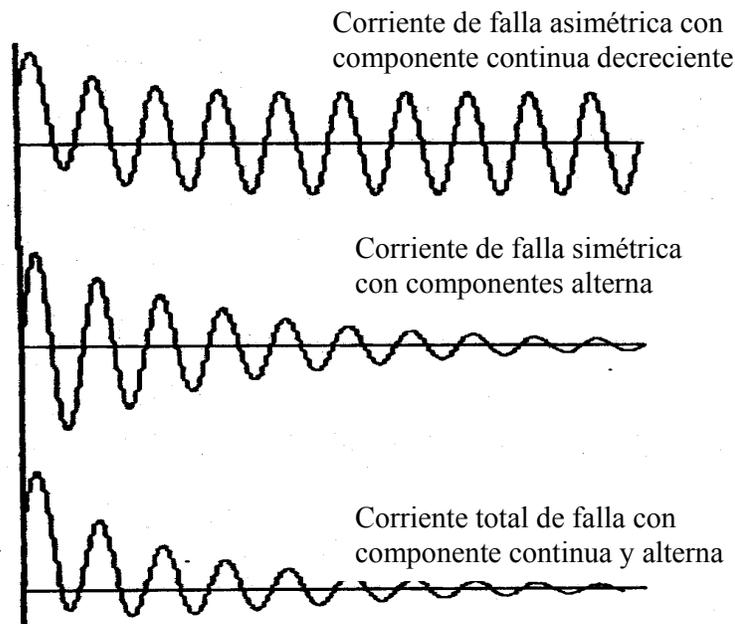


magnitud inicial de la componente continua depende directamente de valor de la tensión en el momento que se produce la falla, siendo máxima cuando la tensión pasa por cero y mínima cuando la tensión es máxima. Para el ingeniero en protecciones el peor caso se presenta cuando la corriente de cortocircuito contiene el máximo valor de la componente continua, y por lo tanto el máximo valor inicial.

Las fuentes de tensión del sistema son: generadores en estaciones remotas con reguladores de tensión que mantendrán el nivel de la misma independientemente de la presencia de la falla, así como generadores en estaciones vecinas cuya tensión decaerá cuando se produzca la falla. El valor de caída de tensión será determinado por la naturaleza de la fuente. Generadores vecinos y motores sincrónicos, los cuales tienen un sistema de excitación activo sostendrán algo de tensión, pero, dado que el cortocircuito causará la caída de tensión en sus terminales, la corriente que ellos suministran se reducirá gradualmente en tanto la falla persista. De la misma forma, los motores de inducción participarán inicialmente como fuentes de corrientes de cortocircuito, pero su tensión decaerá rápidamente en la medida que el flujo atrapado en los circuitos inductivos vaya desapareciendo. En el Tema II del curso, posterior al ahora tratado, se considera con detalle los aspectos relacionados con el cálculo de fallas en sistemas eléctricos.

La fig. 10 ilustra las componentes de la corriente de cortocircuito, que es posible describir como sigue:

- Magnitud inicial elevada de la componente transitoria continua de la corriente la cual decae rápidamente con el tiempo.
- Magnitud inicial elevada de la corriente alterna simétrica la cual se atenúa gradualmente con el tiempo



**Fig. 10 Corrientes de cortocircuito incluyendo componentes alternas y continuas con atenuación en el tiempo**



## 2.2 SOBRECARGA

Sobrecarga significa exactamente lo que implica el término: demanda de carga excesiva reflejada en el sistema de transmisión. El efecto indeseable de la sobrecarga es solamente un fenómeno de disipación térmica (Efecto Joule  $I^2 \cdot R$ ) en todos los elementos conductores. Los problemas de sobrecarga son en general de importancia, desde el punto de vista de las protecciones, en sistemas de baja tensión, y de menor importancia en sistemas de media y alta tensión.

*Ejemplo:* conexión a la salida de un transformador de una carga mayor que su potencia nominal.

*Ejemplo:* contacto a tierra permanente a través de un elemento de alta resistencia (caída de una fase de sobre arbustos); el contacto puede producir una elevación de la corriente que sobrecargue algunos componentes.

## 2.3 INTERRUPCIÓN DE FASE

La interrupción de una fase (o fase abierta) provoca en el sistema trifásico un desbalance de corrientes que origina componentes de secuencia negativa de las mismas (ver capítulo de Componentes Simétricas en el Tema II: Cálculo de Fallas). Estas componentes de secuencia negativa tienen injerencia en máquinas rotantes (motores y generadores de gran potencia) conectadas a redes de transmisión, donde la pérdida de una fase se traduce en un sobrecalentamiento anormal del rotor. Los sistemas de distribución pueden tolerar la apertura de fases en forma continua sin ningún tipo de problemas.

## 2.4 FRECUENCIAS Y TENSIONES ANORMALES

Las tensiones y frecuencias anormales se originan como consecuencia de alguna perturbación que puede o no abarcar todo el sistema, por ej., de un cortocircuito en alguna línea de transmisión importante del sistema, la salida espontánea imprevista de un vínculo importante de interconexión, etc.; las consecuencias pueden ser indeseables y a veces peores que el resultado directo de la falla misma.

Las sobretensiones pueden tener origen externo o interno, y pueden acortar la vida de los elementos aislantes y acelerar la perforación de la misma. Las sobretensiones de origen externo se producen como consecuencia de fenómenos atmosféricos.

*Ejemplo:* descarga de un rayo sobre una línea, que provoca ondas viajeras de sobretensión muy breves: desde algunas millonésimas de segundo hasta algunas décimas de milisegundo. Su valor máximo depende fundamentalmente de la corriente del rayo, y por lo tanto es esencialmente independiente del nivel de tensión del sistema.

Las de origen interno se deben a cortocircuito o a maniobras automáticas o manuales ejecutadas por los operadores de cierre y apertura de seccionadores y/o interruptores de componentes. Las sobretensiones de origen interno tienen una duración de algunos milésimos de segundo hasta un segundo y su valor máximo es en cierta medida proporcional al nivel de tensión del sistema donde se producen.



Ejemplo: procedimiento de energización de una línea de alta tensión larga. Debido a la carga capacitiva que representa la línea trabajando en vacío, se produce una elevación de la tensión en el extremo opuesto abierto, que puede llegar en algunos casos al doble de la nominal si no se toman medidas de compensación de la carga capacitiva.

Las subtensiones, por otro lado, pueden resultar en sobrecargas, principalmente para las fuentes de generación.

Ejemplo: déficit de potencia reactiva inductiva en una barra que provoca la caída de la tensión en forma local o que afecte a una región.

Las frecuencias anormales son en principio indicativas de un desbalance entre carga y generación. Si existe más potencia de demanda que potencia generada, la frecuencia tenderá a decaer; por el contrario, si existe más potencia generada que potencia de demanda, la frecuencia tenderá a aumentar.

Ejemplo: desconexión de carga a través de relés de frecuencia, debido a la disminución de la misma producida por un déficit de generación que tiende a disminuir el valor de la frecuencia.

Ejemplo: activación de los sistemas de desconexión automática de generación (sistemas DAG) cuando se pierde la capacidad parcial o total de transmitir, y por lo tanto de consumir, el total de la potencia generada por un grupo de generadores en una central, lo que provoca que aumente el valor de la frecuencia.

## 2.5 CRITERIOS DE PROTECCIÓN

En la técnica de protecciones existen numerosos procedimientos de medición o criterios de protección para satisfacer funciones de protección dependiendo del objeto. Hoy en día, debido al cambio de tecnología, ha variado la forma de medición y procesamiento de la información pasando por las distintas tecnologías mencionadas, pero ha permanecido la idea básica en cada caso. Esto tiene su origen en la descripción de los procesos eléctricos independientemente del tipo de dispositivo, procesos que se basan en leyes fundamentales conocidas. Con ello puede considerarse a la corriente, tensión, impedancia, ángulo de fase, diferencial, frecuencia, armónicas, dirección de la potencia, entre otras, como magnitudes de utilidad general como criterios de actuación.

### 2.5.1 CORRIENTE O IMPEDANCIA A NIVEL COMPONENTE

Basada en la concepción de zonas de protección ya mencionada, el modo más común de protección es aquel que no solamente puede detectar que existe una anomalía en el sistema (tal como un cortocircuito) sino también puede determinar su localización en forma aproximada o exacta.

El parámetro con el cual más fácilmente se detecta la presencia de una falla es la corriente; los cortocircuitos resultan en flujos de corrientes anormalmente altos y un relé que detecte altas corrientes será capaz de detectar falla en forma selectiva. La corriente es el parámetro que es utilizado en la amplia mayoría de los esquemas de protección y casi exclusivamente desde el nivel 33kV e inferiores hasta 220V de distribución residencial.

Estrechamente relacionada con la detección de la corriente está la medición de la



impedancia como la relación entre la tensión y la corriente medida en el lugar de localización del relé y es una medida directa de la separación eléctrica entre el relé y el punto de falla del sistema, donde la tensión se reduce hasta cerca de cero para el caso de un cortocircuito con baja resistencia. La medición de la impedancia es más complicada y más cara (se requiere medición de tensión) y por lo tanto su aplicación está reservada para sistemas de nivel de tensión de 66kV y mayores.

### 2.5.2 TENSIÓN Y FRECUENCIA A NIVEL SISTEMA

La medición de tensión puede utilizarse para detectar que algo inusual está sucediendo en el sistema, pero la tensión generalmente no brinda indicación de la localización del problema. Por lo tanto, la medición de tensión está reservada usualmente para funciones de protección global del sistema, igualmente importantes. De la misma forma la frecuencia es un aspecto global del sistema y por lo tanto valen las mismas consideraciones. Los aspectos relacionados con la aplicación de relés de frecuencia y de tensión (sobretensión y subtensión) se verán con más detalle en el Tema VII de este curso.

### 2.5.3 DETERMINACIÓN DE LA DIRECCIÓN DE LA CORRIENTE DE FALLA

Para llevar a cabo una operación rápida, segura y selectiva del sistema de protección en redes malladas que incluyen caminos en paralelo entre fuentes y cargas, o sistema con múltiples fuentes de corriente de falla, se requieren dispositivos de protección que sean capaces de determinar la dirección del flujo de corriente de falla.

*Ejemplo:* Considérese una línea de transmisión de una red mallada protegida por un relé; luego podrían circular corrientes de falla por el lugar de medición del relé, tanto para fallas del lado de la línea (delante del relé) como para fallas del lado de la barra (detrás del relé). Si no se desea que el relé opere para fallas en el sistema que se produzcan detrás de él, deber ser luego restringido a operar solo para fallas del lado de la línea y por lo tanto hay que tomar alguna medida adicional para determinar el sentido de la corriente de falla.

En tales situaciones se requiere el empleo de relés direccionales. El principio básico usado para determinar la dirección es la comparación de fase de la corriente de falla con respecto a una referencia de tensión denominada *tensión de polarización*.

*Ejemplo:* En los relés direccionales de fase se chequea el ángulo de fase de la corriente con respecto a la tensión. Un esquema muy utilizado para la determinación de la dirección se basa en suponer un sistema operando con un factor de potencia unitario donde la corriente de fase y la tensión de fase a tierra están en fase, y la corriente de fase adelanta 90° grados respecto a la tensión fase – fase (figura 11).



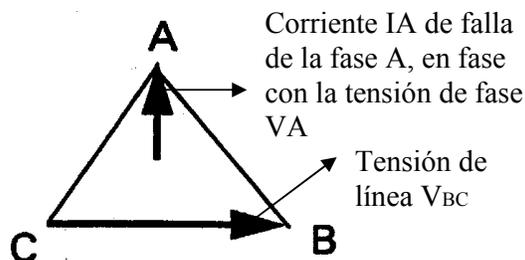


Fig. 11 Relaciones básicas de los fasores: La corriente de fase adelanta  $90^\circ$  grados a la tensión de línea

La corriente de falla en la fase A está desfasada con respecto a la tensión de fase en el ángulo de impedancia del sistema. Por lo tanto, el ángulo de fase de la corriente de falla en la fase A adelantará siempre con respecto a la tensión de línea VBC en un ángulo que nunca puede exceder los  $90^\circ$ . Sin embargo, si la dirección de la corriente de fase A invierte su sentido, luego su ángulo de fase con respecto a la tensión de línea VBC será mayor de  $90^\circ$ . Un relé direccional en la fase A utiliza la tensión VBC como su referencia o magnitud de polarización, un relé en la fase B utiliza VCA y un relé en la fase C a VAB.

*Ejemplo:* En los relés direccionales de tierra se chequea el ángulo de fase de la corriente residual o de tierra con respecto al ángulo de fase de la suma tres tensiones de fase (tensión residual). En algunas aplicaciones se chequea el ángulo de la corriente residual con respecto a la corriente de neutro de una fuente que provee una referencia constante independiente de donde se produzca la falla.

Debe notarse que la aplicación de relés direccionales requiere adicionalmente la medición de tensión en el lugar de instalación del relé, lo cual implica una mayor inversión económica. Los aspectos relacionados con los relés direccionales se darán con más detalles en el Tema III de este curso.

#### 2.5.4 CORRIENTE DIFERENCIAL

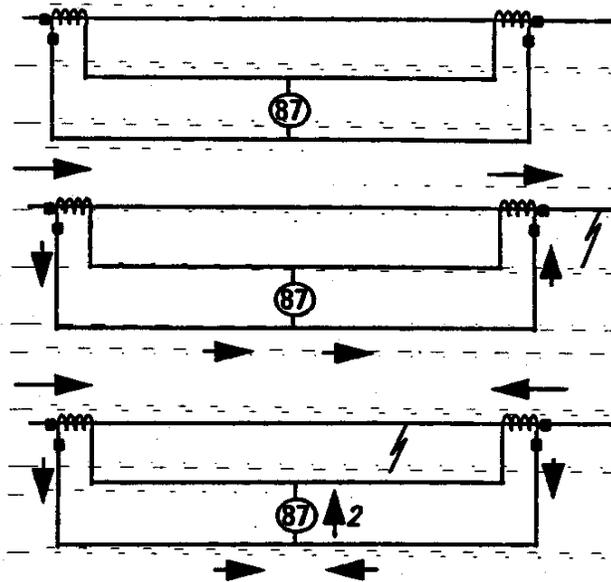
Mientras que los criterios de sobrecorriente, tensión, distancia y direccionalidad son útiles para la detección de fallas, todas ellas incluyen algún compromiso entre los objetivos de confiabilidad, seguridad, velocidad, selectividad y economía. La protección diferencial es significativamente diferente. La misma es muy sencilla en sus principios, inherentemente segura, altamente confiable, rápida, y razonablemente económica. Como resultado, la protección diferencial ha llegado a convertirse en uno de los principios más importantes de la técnica de protecciones.

El concepto es una extensión de la ley de Kirchoff de las corrientes: la suma de todas las corrientes dentro de una región debe ser igual a cero. Se instalan TI en cada extremo o terminal de la zona protegida y conectada en forma conjunta como se indica en la fig. 11. Para fallas externas, donde la corriente de falla pasa a través de la zona, la corriente circula en el secundario de los TI sin pasar a través del relé. Si la falla es interna a la zona, las corrientes de los secundarios de los transformadores de corriente se oponen mutuamente y la resultante es forzada a circular por el relé. Los conceptos básicos de una



aplicación del principio diferencial incluye:

- TI en cada extremo de la zona protegida.
- Todos los TI deben tener los mismos valores nominales
- Atención especial en la forma de conexión de los transformadores de intensidad
- La protección diferencial es protección primaria; no puede ser prevista como protección backup de otras zonas remotas.



**Fig. 11 Operación básica de los relés diferenciales**

Este tipo de protección es ampliamente utilizado como principal de transformadores de potencia, barras y generadores. Los detalles referidos a este tipo de protección y sus aplicaciones se verán en el Tema V de este curso.

### 3. CLASIFICACIÓN DE LOS RELÉS

En la tabla 6 se muestra la clasificación por su función general, tecnología de construcción, señales entrantes procesadas y principios de protección:



**Tabla 6 – Clasificación de los relés de protección**

Función general	Construcción	Señales entrantes	Principio de protección
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Auxiliar</li> <li>• Protección</li> <li>• Monitoreo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Electromagnético</li> <li>• Estado sólido</li> <li>• Microprocesados</li> <li>• No eléctrico (térmico, presión, etc..)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eléctrica Directas               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Corriente</li> <li>• Tensión</li> </ul> </li> <li>- Eléctricas Indirectas derivadas               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia</li> <li>• Frecuencia</li> </ul> </li> <li>- No Eléctricas               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura</li> <li>• Presión</li> <li>• Velocidad</li> <li>• Otros</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecorriente</li> <li>• Sobrecorriente direccional</li> <li>• Distancia</li> <li>• Sobretensión</li> <li>• Diferencial</li> <li>• Frecuencia</li> <li>• Otros (ver pto. 2.5)</li> </ul>

### 3.1 RELÉS ELECTROMAGNETICOS

Se construyen con componentes eléctricos, magnéticos y mecánicos, tienen una bobina de operación y diversos contactos y son muy robustos y confiables. Las características constructivas pueden clasificarse en tres grupos, como se detalla a continuación

#### 3.1.1 RELÉS DE ATRACCIÓN

Pueden ser alimentados por corriente continua o alterna y operan por el movimiento de una pieza de metal cuando es atraída por el campo magnético producido por la bobina. Hay dos tipos principales de relés de esta clase. El relé de armadura, el cual se muestra en la fig. 12, consiste de una barra o plato de metal que pivotea cuando es atraída hacia la bobina.

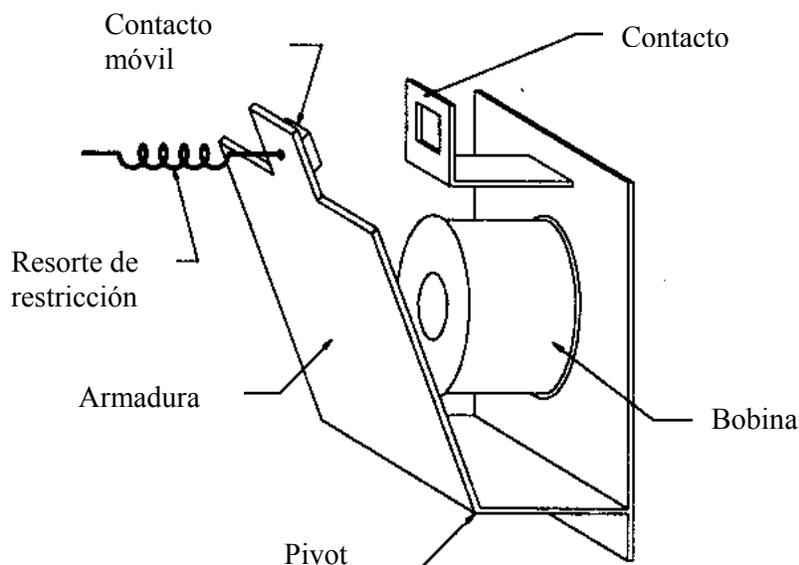


Fig. 12 Relé tipo armadura

La armadura transporta la parte móvil del contacto, el cual se cierra o se abre de acuerdo



al diseño, cuando la armadura es atraída hacia la bobina. El otro tipo es el relé de pistón o solenoide de la fig. 13, en el cual una barra o pistón es atraído axialmente dentro del campo del solenoide. En este caso, el pistón también transporta los contactos de operación.

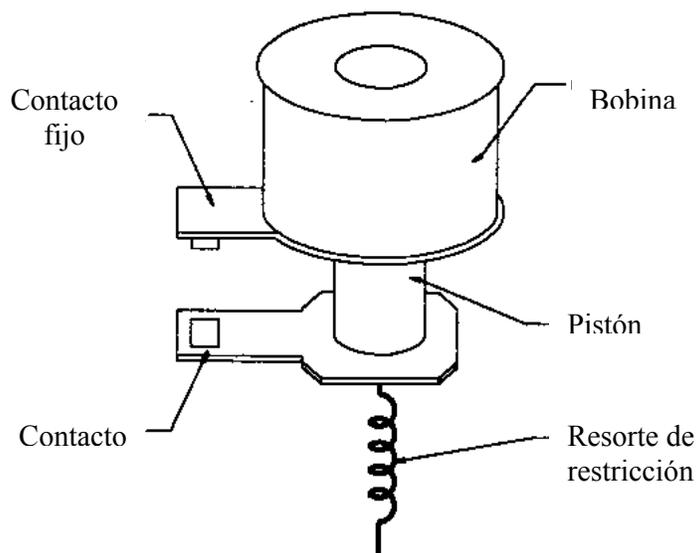


Fig. 13 Relé tipo solenoide

### 3.1.2 RELÉS CON BOBINAS MÓVILES

Este tipo consiste de un movimiento de rotación con una pequeña bobina suspendida o pivoteada con la libertad de rotar entre los polos de un imán permanente. La bobina es restringida por dos resortes que también sirven como medio para transportar la corriente a la bobina.

De la ec. anterior se nota que el torque desarrollado es proporcional a la corriente. La velocidad de movimiento es controlada por la acción de amortiguamiento que es proporcional al torque. De allí que el relé tenga una característica de tiempo inverso similar a la ilustrada en la fig. 14. El relé puede ser diseñado para que la bobina realice un gran movimiento angular, por ej. de  $80^\circ$ .

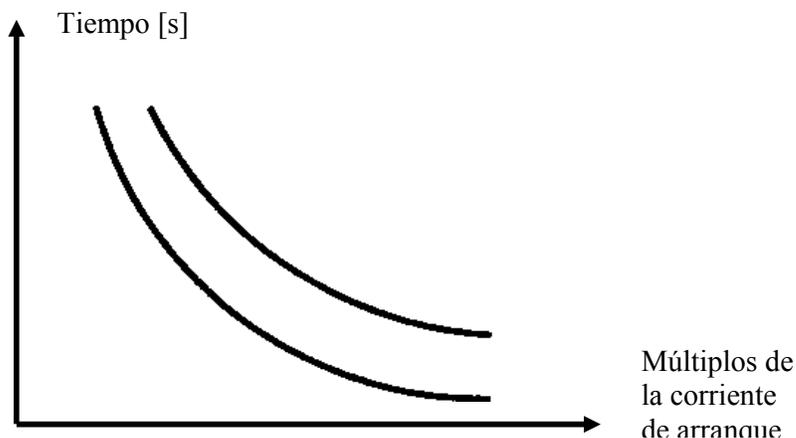


Fig. 14 Característica de tiempo inversa



### 3.1.3 RELÉS DE INDUCCIÓN

Este tipo de relé trabaja con corriente alterna. Consiste de un sistema electromagnético el cual opera en un conductor movable, generalmente en la forma de disco, y funciona a través de la interacción del flujo magnético con las corrientes parásitas que se inducen en el rotor debido a tales flujos.

#### i) relé de polo sombreado

En este caso se cortocircuita una porción de la sección electromagnética por medio de un aro o bobina de cobre. Esto crea un flujo en el área influenciada por la sección cortocircuitada (la así llamada sección sombreada) el cual atrasa el flujo en la parte no sombreada (fig. 15).

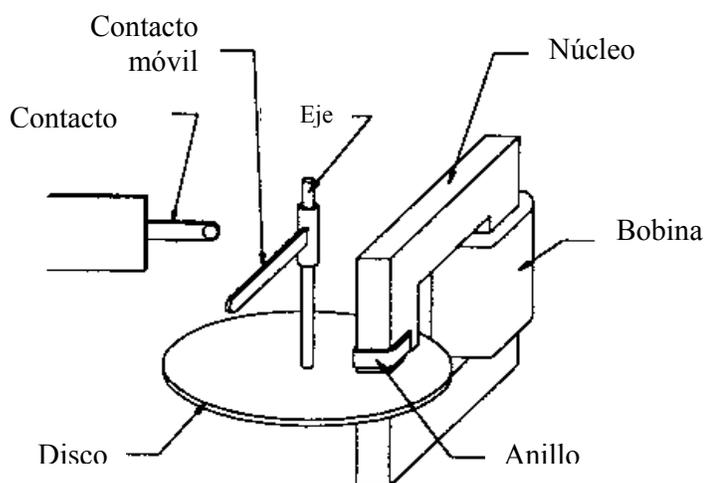


Fig. 16 Relé de polo sombreado

#### ii) Relé tipo wattímetro

En su forma más común, este tipo de relé usa una disposición de bobinas abajo y arriba del disco con las bobinas superior e inferior alimentadas con valores diferentes o, en algunos casos, con solo una fuente para la bobina de arriba lo cual induce un flujo fuera de fase en la bobina inferior debido al entrehierro de aire. La fig. 17 muestra esta disposición.



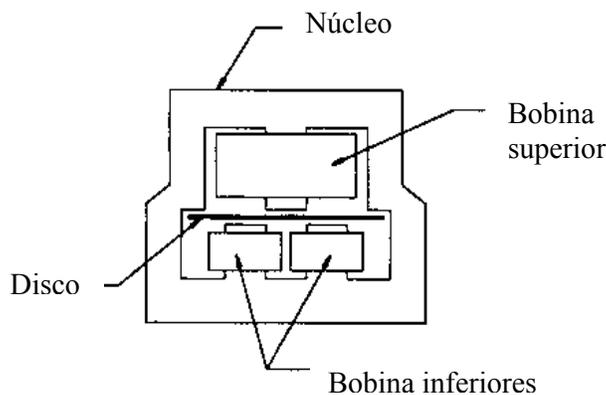


Fig. 17 Relé tipo wattímetro

### 3.1.4 RELÉS DE ESTADO SÓLIDO O ANALÓGICOS

En la fig. 18 se muestra en forma esquemática el principio de funcionamiento de los relés analógicos (señales continuas en el tiempo). El caso presentado corresponde al canal de corriente obtenida a través del TI. Posterior al filtrado de la señal alterna obtenida del TI se procede a la rectificación de la misma y posterior procesamiento por medio de integradores y/o derivadores que constituyen la lógica de actuación del relé. Finalmente por medio de detectores de niveles de señal se habilita o no la operación de relés auxiliares que actúan, por ejemplo, en los interruptores de potencia o en otros relés de control o alarma.

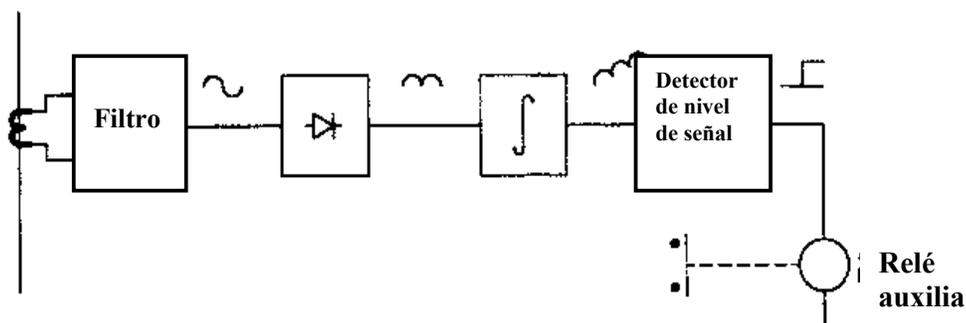


Fig. 18 Principio de los relés analógicos o estáticos

### 3.1.5 RELÉS MICROPROCESADOS O RELÉS DIGITALES

Las primeras investigaciones en este campo datan de los años 60, cuando las computadoras digitales comenzaron a reemplazar las herramientas tradicionales empleadas para el análisis de sistemas de potencia.

La utilización de software para protección fue el último paso en este sentido, y se comenzó a desarrollar algoritmos matemáticos de protección, todavía más sofisticados medida que el hardware ha ido avanzando. Al principio no fue viable obtener tiempos adecuados de actuación; con el arribo de los micros de 16 bits en los 70, se comenzó a construir computadores más rápidos y económicos. Las ventajas más notables de esta tecnología son: confiabilidad, auto-diagnóstico, registro de eventos y disturbios en el



sistema y la posibilidad de desarrollo de protecciones adaptivas. En la fig. 19 se muestra en forma esquemática el principio de funcionamiento de las protecciones digitales para el caso de un relé de distancia.

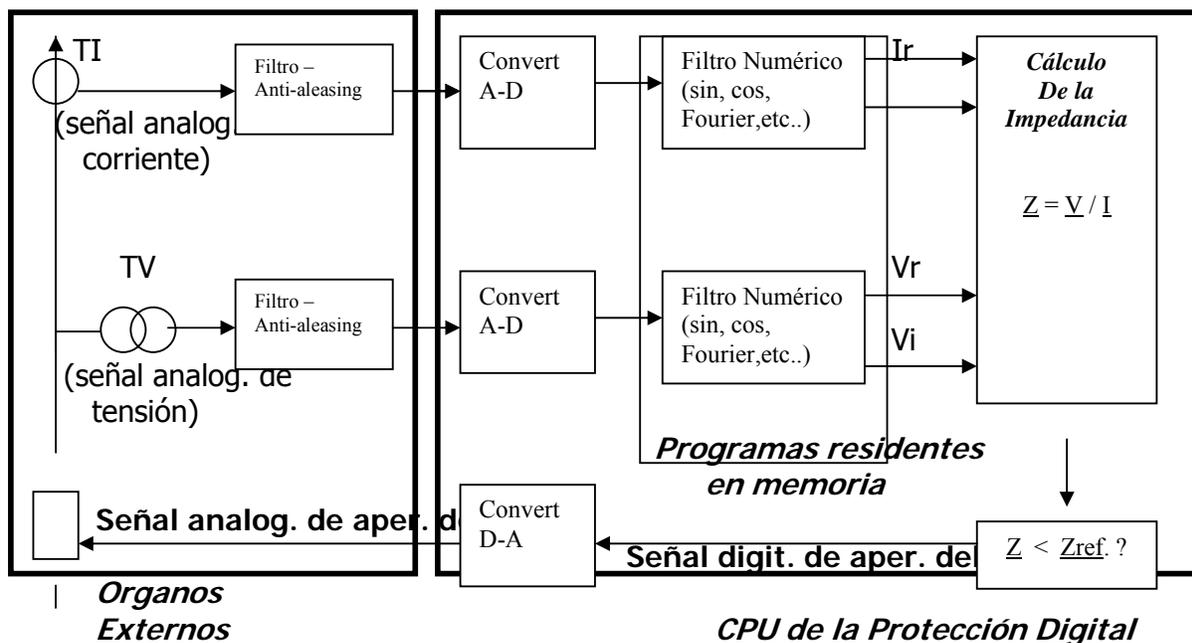


Fig. 19 Principio de funcionamiento de las protecciones digitales

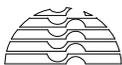
Las señales analógicas de V e I son filtradas en primera instancia con filtros denominados "anti-aliasing" que eliminan las armónicas de orden superior en las señales entrantes. Posteriormente, las señales filtradas son muestreadas por medio de convertidores analógicos-digitales; aquí se produce la conversión de las señales analógicas continuas a valores numéricos digitales que pueden almacenarse en la memoria de una computadora para su posterior procesamiento; este es el paso fundamental que ha permitido el reemplazo de diversos componentes analógicos por programas digitales que cumplen la misma función, haciendo los dispositivos modernos digitales más confiables y más baratos.

Como los filtros anti-aliasing no eliminan por completo todos los contenidos de armónicas de las señales V e I, y por lo tanto es necesario un segundo filtrado, ahora numérico, que elimina casi por completo las armónicas quedando solamente la componente fundamental; para ello existen en la literatura diversas propuestas de filtros numéricos (Fourier, Kalmann, Seno, Coseno, etc..) con ventajas y desventajas en cada caso. Una vez obtenidas las fundamentales de V e I (o sus componentes real e imaginaria) se puede calcular la impedancia Z vista por el relé desde su lugar geográfico de instalación. Si esta Z es menor que una impedancia de referencia Zref. definida con anticipación, se produce una señal digital de actuación para provocar la apertura de un interruptor. Previamente, es necesario convertir esta señal digital en una señal analógica de tensión o de corriente que excite el mecanismo de apertura del interruptor.

Para la aplicación de cualquier tipo de relé de protección que actúe según alguna magnitud eléctrica directa o indirecta, el primer paso es la medición de los valores de



tensión y/o corriente en el lugar donde está instalado el relé. Estos deben ser obtenidos a valores bajos de tensión y corriente que no pongan en peligro a las personas ni que provoquen daños materiales.



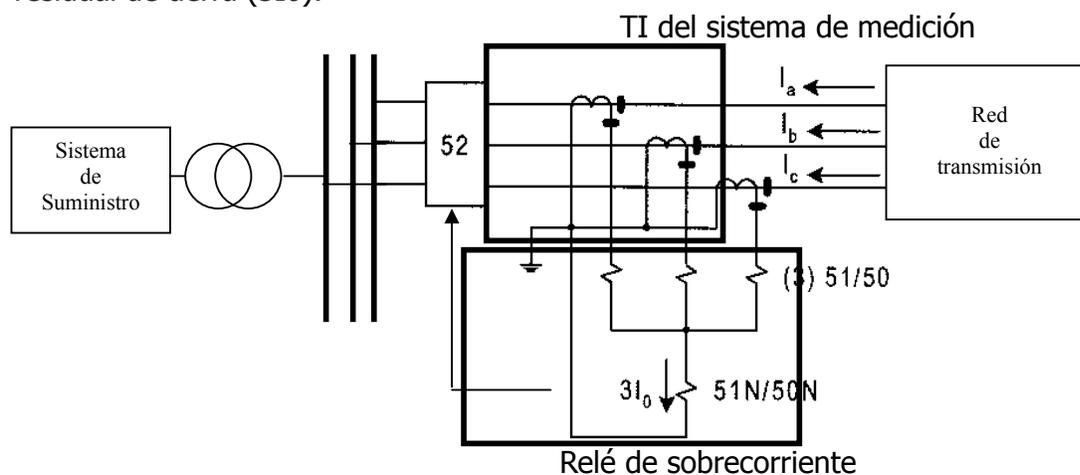
## TEMA 2: RELES DE SOBRECORRIENTE

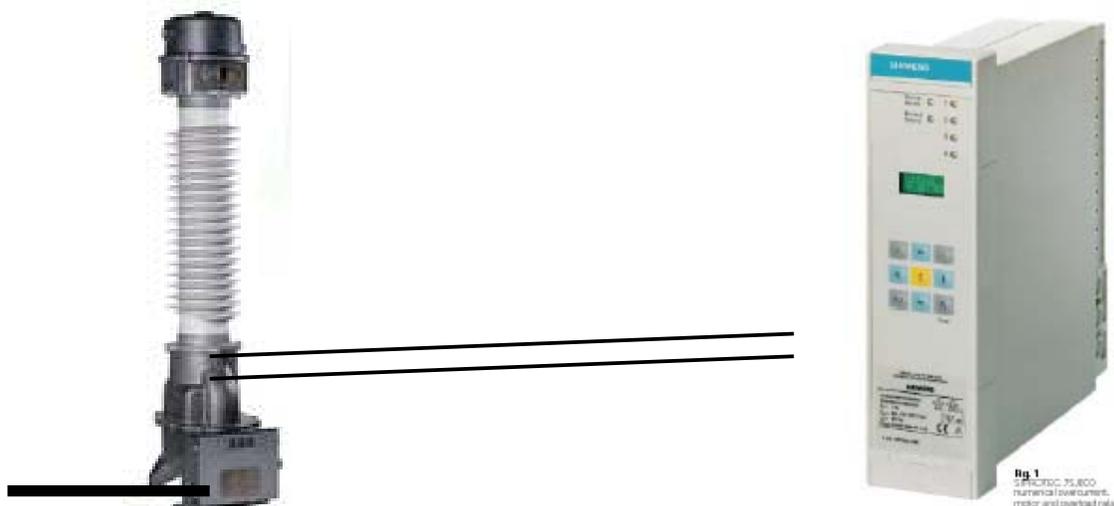
Normalmente las fallas en los componentes de los sistemas eléctricos de potencia causan niveles muy elevados de corrientes que pueden dañar el equipamiento si las mismas no son despejadas a tiempo. La medición de la corriente puede luego utilizarse como criterio para determinar la presencia de fallas y en consecuencia hacer operar dispositivos de protección, los cuales varían en su diseño dependiendo de la complejidad y la exactitud requerida. Ahora se verá las particularidades de los relés de sobrecorriente utilizados para la protección tanto de redes de transmisión, subtransmisión, y distribución, como de otros elementos de subestaciones tales como transformadores, generadores, reactores, etc.

### 1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

Los relés de sobrecorriente son los dispositivos de protección utilizados como protección contra sobrecargas asociadas con la capacidad térmica del equipamiento, y ante elevados valores de corrientes producidas por cortocircuitos. En las redes de distribución de 13.2kV en la Argentina, estos están instalados comúnmente a la salida de los distribuidores y deben coordinar su actuación con otros dispositivos de protección aguas abajo (fusibles, reconectadores, etc.). Dado que deben operar tanto para sobrecarga como para falla (fase-fase y fase-tierra), el ajuste de los mismos debe realizarse teniendo en cuenta el compromiso a cubrir por los dos estados.

La fig. 1 muestra uno de los conexionados típicos de un relé de sobrecorriente para la detección de todos los tipos de fallas fase-fase y fase-tierra. A través de los TI (3 TI conectados en estrella), el relé obtiene los valores presentes de las corrientes de fase y residual de tierra ( $3I_0$ ).





51/50: códigos de las unidades de fase temporizada e instantánea respectivamente  
 51N/50N: códigos de las unidades de tierra temporizada e instantánea respectivamente  
 52: código del interruptor de potencia

Fig. 1: Conexión típica de un relé de sobrecorriente

Cuando, ante la presencia de un cortocircuito o una sobrecarga excesiva, las corrientes medidas superan determinados valores de referencia que se ajustan en el relé, el mismo actúa en forma temporizada (con retardo ex profeso de tiempo) o en forma instantánea, dependiendo del valor de la corriente, enviando una señal de disparo al interruptor (unidad 52) provocando la apertura del mismo.

## 2. TIPOS DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE Y MAGNITUDES DE AJUSTE

Basado en sus características de operación, los relés de sobrecorriente pueden ser clasificados en tres grupos: instantáneo, tiempo definido y tiempo inverso.

### - RELÉ INSTANTÁNEO (UNIDAD 50)

Este tipo de relé opera sin temporización intencional cuando la corriente alcanza un valor mayor o igual a uno predeterminado de referencia previamente ajustado (corriente de arranque o pick-up, fig. 2). El tiempo de actuación del relé será el tiempo propio que requiere para el procesamiento de las señales y decisión de actuación (20-50 ms aprox.). Sirve para definir la corriente de falla a partir de la cual se considera que el equipamiento debe ser desconectado en forma inmediata.

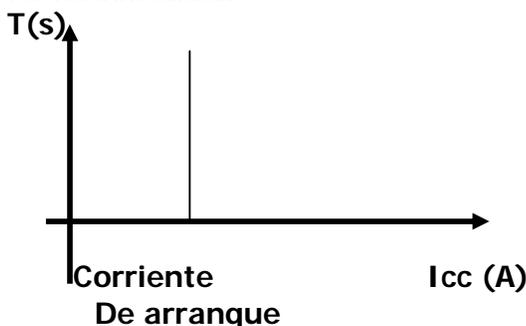


Fig. 2 Relé de corriente definida (unidad 50)



## - RELÉ DE TIEMPO DEFINIDO (UNIDAD 51)

Para un valor mayor o igual a un valor de corriente medido previamente definido y ajustado (corriente de arranque o pick-up), este tipo de relé opera con un tiempo de retardo constante (temporización intencional) independiente del valor de la corriente (fig. 58). Este tipo de relé permite definir diferentes umbrales de corriente de operación con distintos tiempos de operación. La temporización cumple dos funciones: no desconectar el equipo en forma innecesaria ante sobrecargas transitorias y la de poder coordinar su actuación (selectividad de las protecciones) con otros dispositivos de protección como se verá posteriormente.

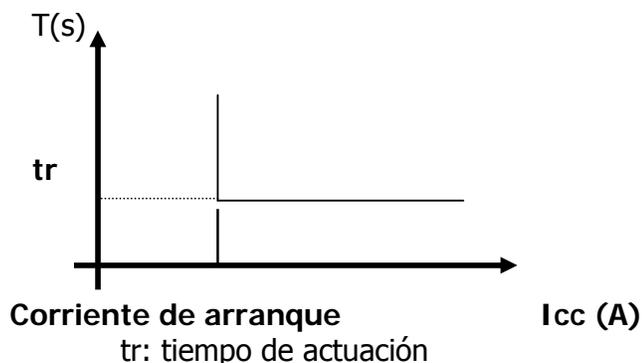


Fig. 3 Relé de tiempo definido (unidad 51)

Cuando el tiempo de retardo de actuación es cero, la unidad 51 se convierte en una unidad 50.

## - RELÉ DE TIEMPO INVERSO (UNIDAD 51)

Como en el caso anterior, también son unidades de temporización de la actuación del relé. La propiedad fundamental de estos es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla, como el ilustrado por las curvas características mostradas en la fig. 4.

La ventaja sobre el relé de tiempo definido es que, para las corrientes muy altas, pueden obtenerse tiempos menores disparo sin el riesgo de la selectividad de protección. Los relés de tiempo inverso son generalmente clasificados de acuerdo a su curva de actuación tanto para las unidades de fase y tierra. Las mismas están definidas actualmente por formulas matemáticas estipuladas por las Normas IEC y ANSI; según las normas IEC 255 el tiempo de operación se calcula según la siguiente expresión:

$$t[s] = \frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} * k$$

Donde:

$t$  = tiempo de operación del relé en segundos

$k$  = ajuste del multiplicador de tiempo o dial

$I_f$  = valor de la corriente de falla



$I_S$  = valor de la corriente de arranque o pick-up  
 $\alpha$  y  $\beta$  = constantes

Según las normas ANSI/IEEE el tiempo de operación se calcula según la siguiente expresión:

$$t[s] = \left[ \frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_S}\right)^\alpha - 1} + \gamma \right] * k$$

Donde:

$t$  = tiempo de operación del relé en segundos

$k$  = ajuste del multiplicador de tiempo (también llamado DIAL)

$I_f$  = valor de la corriente de falla

$I_S$  = valor de la corriente de arranque o pick-up (también llamado TAP)

$\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  = constantes

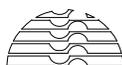
En la tabla 1 se muestran las constantes  $\alpha$  y  $\beta$  para cada uno de los tipos de característica de tiempo de operación con la que actuará el relé según la norma IEC 255 (fig. 59). La tabla 2 muestra correspondientemente el valor de las constantes  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  para las características según la norma ANSI- IEEE. Seleccionando un tipo de curva, se puede calcular el tiempo de respuesta conociendo los valores de  $k$  (DIAL) e  $I_S$  (TAP) previamente ajustados. Igualmente, si se especifica un tiempo particular de actuación  $t$ , requerido para una corriente de falla  $I_f$  determinada, y además se ajusta  $I_S$  en un valor determinado, se puede determinar el valor de ajuste del multiplicador  $k$ . Esto último significa una traslación vertical de la curva, lo cual es útil para lograr la selectividad o coordinación de actuación con otros relés u otro dispositivo de protección.

Tabla 1 Constantes  $\alpha$  y  $\beta$  de las curvas  $t = f(I_f/I_S)$  según la norma IEC 255

Tipos de relé	$\alpha$	$\beta$
Inversa	0.02	0.14
Muy inversa	1.00	13.50
Extremadamente inversa	2.00	80.00
Inversa Larga	1.00	120.00

Tabla 2 Constantes  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  de las curvas  $t=f(I_f/I_S)$  según la norma ANSI-IEEE

Tipos de relé	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$
Inversa	2.0938	8.9341	0.17966
Inversa corta	1.2969	0.2663	0.03393
Inversa larga	1.	5.6143	2.18592
Moderadamente Inversa	0.02	0.0103	0.0228
Muy inversa	2.00	3.922	0.0982
Extremadamente inverso	2.00	5.64	0.02434
Inversa Definida	1.5625	0.4797	0.21359



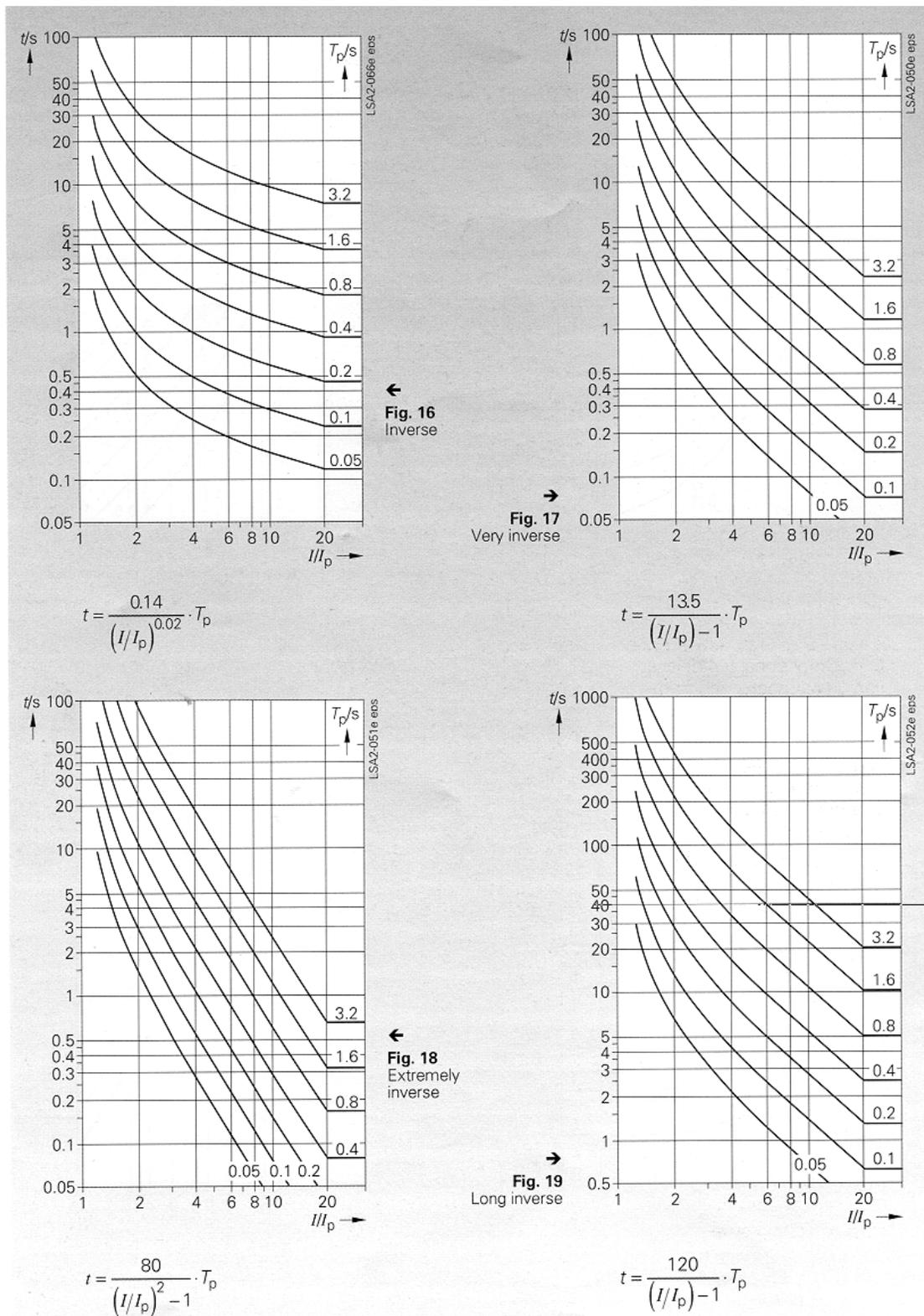


Fig. 4 Curvas características tiempo-corriente según norma IEC 255



### TEMA 3: PROTECCIÓN DE LINEAS CON RELES DE DISTANCIA

#### 1. FUNDAMENTOS

Es esencial que cualquier falla en un sistema eléctrico de potencia sea despejada rápidamente, o de otra manera podría resultar en la interrupción del servicio a los consumidores y daños en el equipamiento. Las protecciones de distancia satisfacen los requerimientos de confiabilidad y velocidad necesarios para proteger los circuitos, y por tal razón es extensamente utilizadas en redes de sistemas de potencia.

La protección de distancia, a diferencia de las protecciones de unidad como la protección diferencial, tiene la capacidad de discriminar entre fallas que ocurren en diferentes partes del sistema, en función de la impedancia medida por la misma hasta el punto de falla; esto último implica la comparación de la corriente de falla con la tensión en el punto de instalación del relé. Para el sistema mostrado en la fig. 1, un relé ubicado en la barra A utiliza la corriente de línea y la tensión para calcular  $Z=V/I$ . El valor de la impedancia  $Z$  para una falla en el punto F resultaría  $Z_F$ .

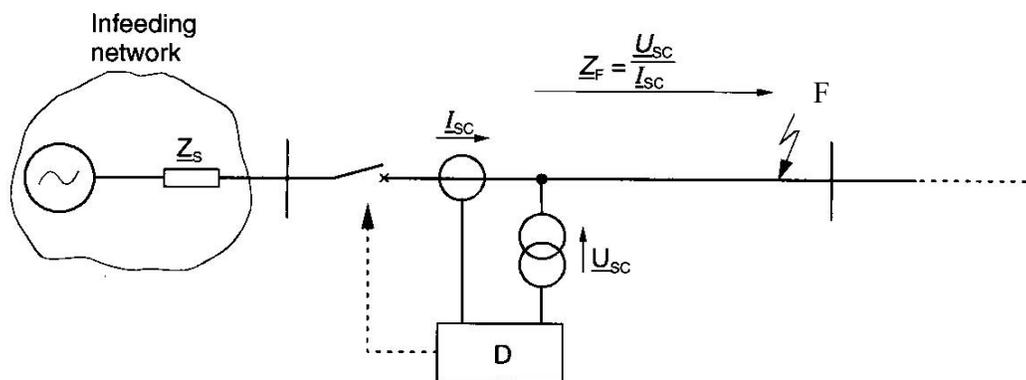


Fig. 1 Principio de la protección de distancia, medición de la impedancia de falla

La principal ventaja de utilizar un relé de distancia es que su zona de protección depende de la impedancia de la línea protegida, la cual es en teoría independiente de las magnitudes de tensión y corriente. Por ello, el relé de distancia tiene un alcance fijo a diferencia de los relés de sobrecorriente cuyo alcance varía dependiendo de las condiciones del sistema (variación de la impedancia de fuente).

Esta posibilidad del relé de distancia permite la definición de distintas zonas de protección, diferenciadas por sus alcances en valores de impedancias, las cuales, temporizadas con distintos valores de tiempo, permite las funciones de protección principal para la línea protegida y de relé de respaldo o backup de otros relés en otras secciones de líneas, formándose así el denominado escalonamiento de las zonas de distancia, como se muestra en la fig. 2.



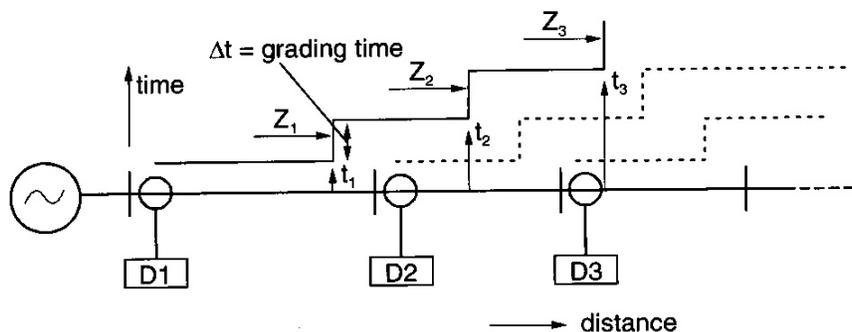


Fig. 2 Zonas de distancia escalonadas

### **Impedancia del relé (impedancia en el secundario)**

Los relés de distancia se ajustan sobre la base de la impedancia de secuencia positiva desde la ubicación del relé hasta el punto de la línea a ser protegido. Las impedancias son proporcionales a lo largo de la línea y es esta propiedad la utilizada para determinar la localización de la falla, partiendo desde la localización del relé. Sin embargo, este valor se obtiene por medio de tensiones y corrientes del sistema de los transformadores de medición que alimentan el relé. Por lo tanto, con el objeto de convertir la impedancia primaria en valores de secundario que se utiliza para el ajuste del relé, se utiliza la siguiente expresión:

$$\frac{V_{prim}}{I_{prim}} = Z_{prim} = \frac{V_{sec} \cdot TVR}{I_{sec} \cdot TIR} \quad (1)$$

Por lo tanto,

$$Z_{sec} = Z_{prim} \cdot (TIR / TVR) \quad (2)$$

donde TIR y TVR son las relaciones de transformación del transformador de intensidad y de tensión respectivamente.

Ej.:

-Tensión nominal del sistema: 132kV

-TIR:  $I_{prim}/I_{sec}=600/1$  A

-TVR:  $U_{prim}/U_{sec} = 132kV/100$  V

$$Z_{sec} = \frac{600/1}{132/0.1} = 0.4545 * Z_{prim}$$

### **Diagrama de impedancia**

Es esencial para la evaluación del comportamiento del relé de distancia. En este tipo de diagrama se representan en el plano R-X las impedancias de carga y de cortocircuito (fig. 3).



Durante la operación normal del sistema, la medición de impedancia corresponde a la impedancia de carga. Su magnitud es inversamente proporcional a la cantidad de carga transferida ( $Z_{load} = U_{line}^2 / P_{load}$ ). El ángulo entre corriente y tensión durante esta condición corresponde al ángulo de carga  $\phi_L$ , que es dependiente de la relación entre la potencia activa y reactiva ( $\phi_L = \arctg(P_{reactiva} / P_{activa})$ ).

Luego de la ocurrencia de una falla, la impedancia medida "salta" a la impedancia de cortocircuito, la cual es normalmente menor que la impedancia de carga. Su valor corresponde a la impedancia de línea entre el lugar de instalación del relé y el lugar de la falla (fallas cercanas o close-in faults  $Z_{LF1}$ , o fallas lejanas  $Z_{LF2}$ ). Cuando hay presente resistencia de arco o resistencia de falla en el lugar de la falla, se suma una componente resistiva ( $R_F$ ) a la impedancia de la línea. El ángulo que es medido ahora entre la corriente de cortocircuito y tensión de cortocircuito es el ángulo de cortocircuito  $\phi_{SC}$ .

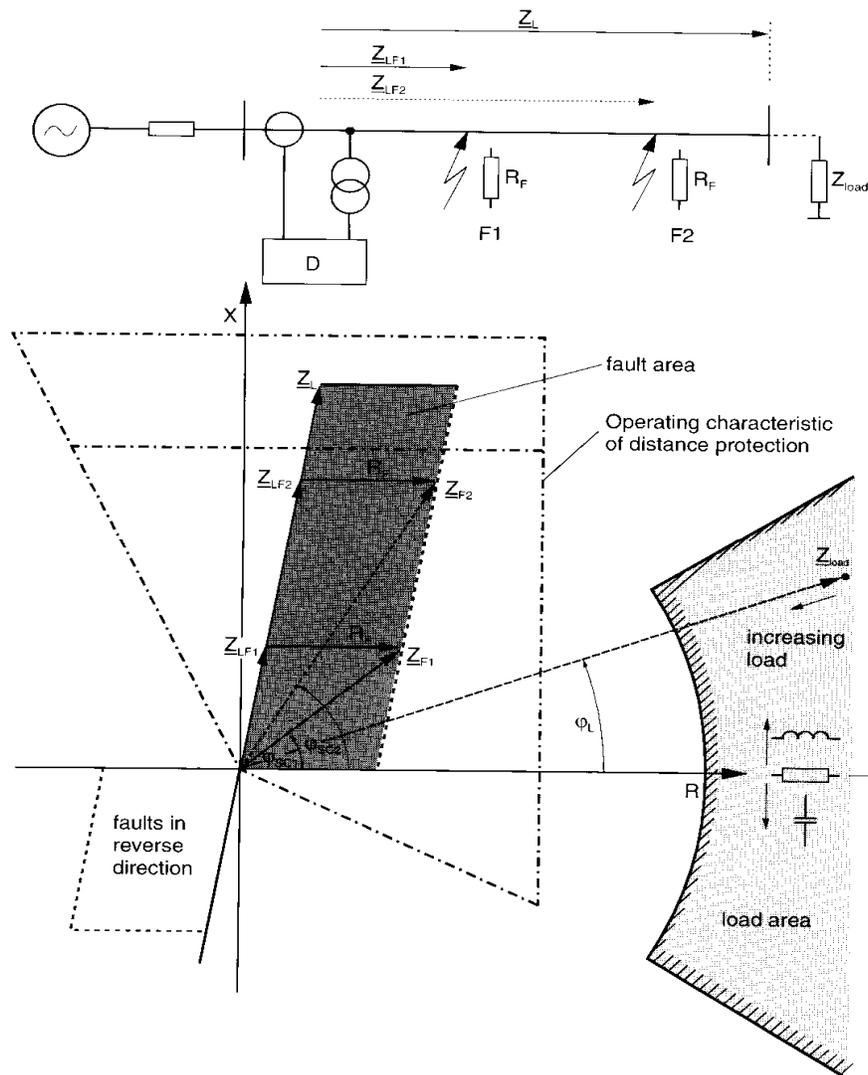


Fig. 3 Diagrama de impedancias

Con esto, el área en el plano correspondiente a fallas, queda aislada de la zona correspondiente a cargas, y con ello se determina el alcance de cada zona de distancia. Finalmente, una característica direccional adicional define dos áreas de impedancias, por

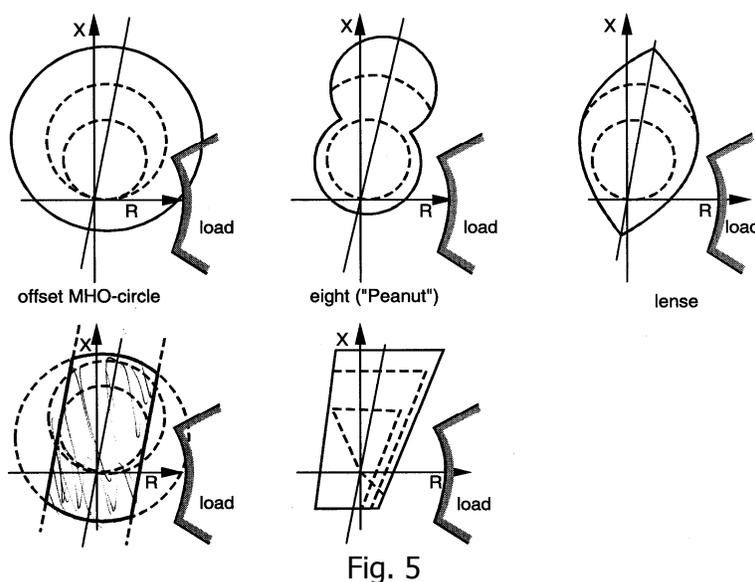


medio de las cuales el relé establece si el cortocircuito se encuentra en dirección hacia delante o hacia atrás.

Las características de los relés de distancia son tradicionalmente figuras geométricas compuestas de líneas rectas y círculos o sectores de círculos. Esta restricción se debe las limitaciones de las técnicas de medidas analógicas. El incremento en la capacidad de los relés de protección digitales, liberó la selección de la características de operación y permitió su optimización. Un ejemplo típico es el mostrado en la fig. 3.

## 2. TIPOS DE RELÉS DE DISTANCIA

Los relés de distancia se clasifican de acuerdo sus características en el plano complejo R-X, el número de señales entrantes y el método utilizado para comparar la señales entrantes. En la fig. 5 se muestra los distintos tipos de características que se pueden lograr con esta técnica.



## 3. DIAGRAMA DE ESCALONAMIENTO

La coordinación de los ajustes de alcances de cada zona y tiempos en las protecciones de distancia se representan en el denominado diagrama de escalonamiento.

### Alimentador radial

El caso más simple es el de un alimentador alimentado por un solo extremo según se muestra en la fig. 6. Para asegurar una actuación selectiva con las zonas vecinas debe mantenerse un margen de seguridad en el alcance de impedancia así como en el tiempo de actuación. El margen de seguridad en relación al ajuste de impedancia se expresa como factor de escalonamiento. La distancia a la zona vecina se multiplica por un factor de escalonamiento para llevar a cabo el ajuste de zona. Por lo tanto, para obtener un margen de seguridad de 15%, debe utilizarse un factor de 0.85. Este factor tiene en



cuenta los errores de medición, errores de los instrumentos transformadores (TI y TV) y las imprecisiones de los datos de la línea protegida.

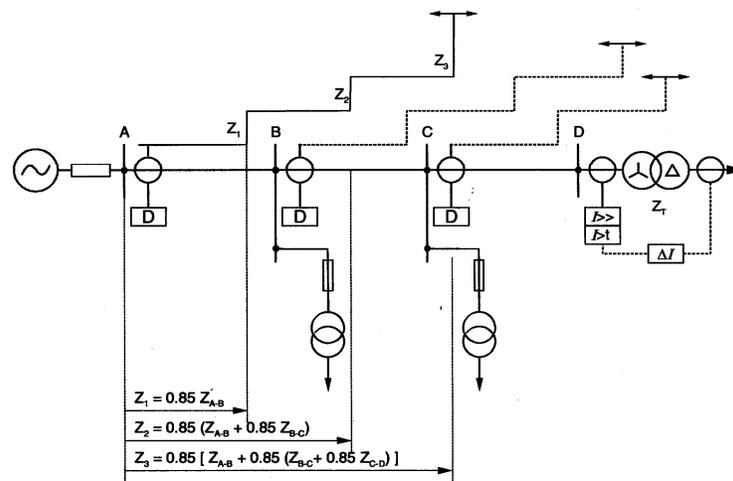


Fig. 6 Diagrama de escalonamiento para un sistema radial

Típicamente se aplican los siguientes factores:

- 0.80: para protecciones electromecánicas
- 0.85: para protecciones estáticas y digitales, o para protecciones electromecánicas, cuando los datos de la línea se determinan por medición
- 0.9: para protecciones estáticas o numéricas cuando los datos de la línea se determinan por medición

Esos ajustes tienen en cuenta el hecho de que el límite de alcance de zona no es absoluto; en el caso particular de relés electromecánicos, el tiempo de actuación se incrementa a medida que se alcanza el final de la zona, como se muestra en la fig. 7.

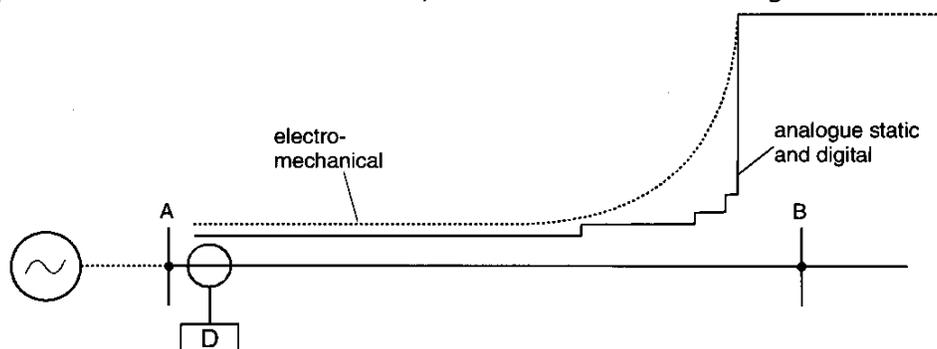


Fig. 7 Recorrido del tiempo de disparo cerca del límite de zona

En el escalonamiento, se calcula primero la zona 1. Esta zona es escalonada con el extremo de la línea en particular. La próxima zona que se determina es la zona 2; para la misma se utiliza como referencia el límite de alcance de zona 1 en el alimentador vecino. De manera similar, para la zona 3, el extremo del alcance de la zona 2 del alimentador vecino se considera como referencia.

Para realizar backup remoto para fallas en barra en la subestación vecina (especialmente



donde no se dispone de protección de barra), el ajuste de zona 2 debe, si es posible, alcanzar siempre al menos 20% más allá del extremo de la línea. Esto a menudo no se puede realizar, por ejemplo donde un cable corto continua luego de una línea aérea larga (fig. 8). En este caso debe aceptarse un tiempo mayor del escalón de zona 3, a menos que se adopten medidas especiales. Por ejemplo, una zona en reversa en la subestación remota puede utilizarse para cubrir fallas de barras en zona 2 de forma segura. La zona 3 debe cubrir el alimentador adyacente tan lejos como sea posible. Cuando el alimentador adyacente es corto aparecen problemas similares a los con la zona 2.

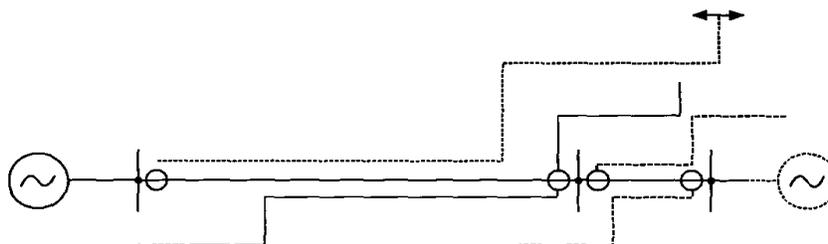


Fig. 8 Escalonamiento invertido de una zona de distancia

### Escalonamiento con dependencia direccional

En un alimentador con fuentes de alimentación en ambos extremos, el escalonamiento debe realizarse en forma separada para cada dirección (fig. 9). Esto es posible con la direccionalidad de las zonas de los relés de distancia y la actuación con retardo de los arranques direccionales. La actuación con retardo de un arranque no direccional reacciona a corrientes circulando en ambas direcciones y no pueden ser integradas en forma selectiva en el diagrama de escalonamiento.

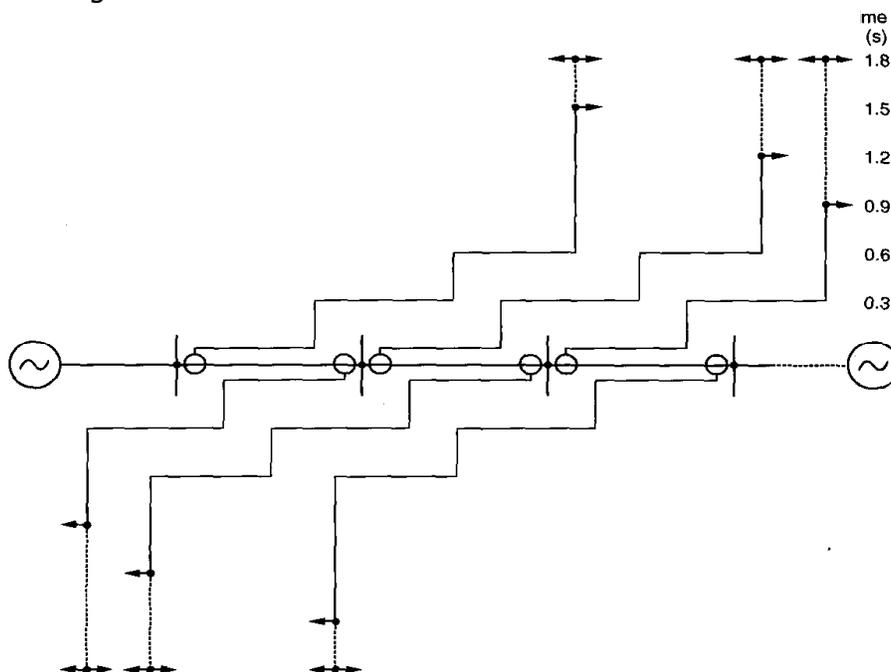
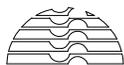


Fig. 9 Escalonamiento en ambas direcciones

De hecho solo es posible implementarlo como un último backup con un retardo de tiempo que es mayor que la actuación más lento del detector de fallas direccional. Como se



mostró para el alimentador radial, puede ser ventajoso la implementación de un ajuste de zona con alcance en reversa.

### Escalonamiento en un sistema radial ramificado

Si se conectan varios alimentadores en la estación remota, luego la zona 2 debe ser escalonada con respecto a la zona 1 más corta de los relés instalados allí (fig, 10). En el caso presentado es la zona 1 del relé 4. La zona 3 depende de la zona más corta de los relés en la estación remota. En este caso es la zona 2 del relé en el alimentador 2.

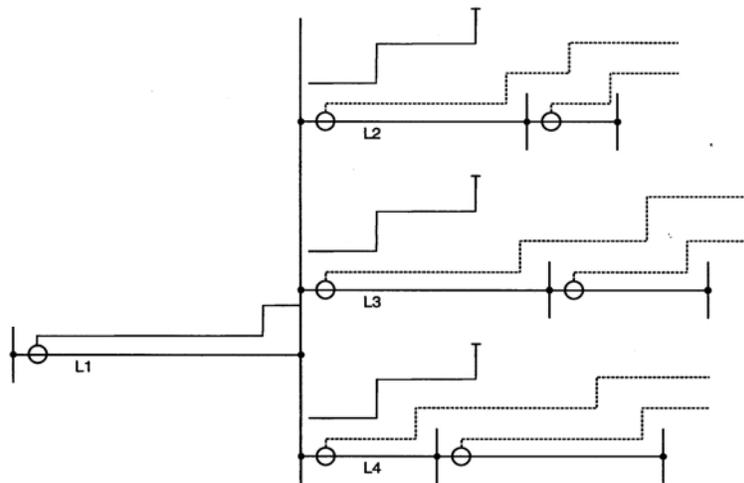


Fig. 10 Escalonamiento en un sistema radial ramificado



## TEMA 4: PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

### 1. INTRODUCCIÓN

Los transformadores son vínculos vitales y valiosos en los sistemas de suministro de energía eléctrica; por lo tanto, es esencial que el mismo tenga una alta confiabilidad. Los transformadores de alta calidad son diseñados en forma apropiada y suministrados con relés de protección y monitoreo.

Cuando ocurre una falla en un transformador, el daño es normalmente severo. El transformador debe ser transportado al taller y reparado lo cual toma un tiempo considerable. Operar un sistema de transmisión con un transformador fuera de servicio es siempre dificultoso. Frecuentemente, el impacto de la falla de un transformador es más serio que la salida de servicio de una línea.

Si un transformador es operado a temperaturas muy elevadas, tensiones muy elevadas, o expuesto a un número excesivo de fallas de con altas corrientes de fallas, etc., la aislación puede debilitarse al punto de la perforación. Los conmutadores de los TAP bajo carga deben ser chequeados y mantenidos de acuerdo a las instrucciones de operación para prevenir fallas. Una falla en el conmutador del TAP en un gabinete separado puede causar una muy alta presión en el gabinete.

### 2. CAUSAS DE LAS FALLAS

#### PERFORACIÓN DE LA AISLACIÓN

Una perforación de la aislación puede conducir a cortocircuitos o contactos a tierra, causando frecuentemente daños severos a los arrollamientos y al núcleo del transformador. Además, puede haber desprendimiento de gases a alta presión, provocando daños al tanque del transformador.

La perforación de la aislación entre arrollamientos o entre arrollamiento y núcleo puede ser causada por:

- Envejecimiento de la aislación debido a al exceso de temperatura durante tiempos prolongados
- Aceite contaminado
- Descargas por efecto corona en la aislación
- Sobretensiones transitorias producidas por tormentas o maniobras en la red
- Esfuerzos en los arrollamientos debido a fallas externas con altas corrientes.

Las descargas entre arrollamientos primario y secundario normalmente resultan en una perforación de la aislación entre el arrollamiento secundario y tierra.

#### ENVEJECIMIENTO DE LA AISLACIÓN

El envejecimiento o deterioro de la aislación es una función del tiempo y la temperatura. La parte del arrollamiento la cual es operada a la temperatura más alta, sufre el mayor



deterioro y por lo tanto el tiempo de vida más corto. Sin embargo, no es posible predecir en forma precisa el tiempo de vida como una función de la temperatura y tiempo, aún bajo condiciones controladas constantes; mucho menos bajo condiciones de servicio que varían ampliamente.

En el caso de que un transformador se caliente demasiado, una medida posible es mejorar el sistema de enfriamiento o reducir la carga para evitar un envejecimiento acelerado de la aislación. Se puede permitir una sobreelevación de la temperatura moderada siempre y cuando la misma tomara mucho tiempo en envejecer la aislación.

### **SOBRECALENTAMIENTO DEBIDO A LA SOBREEXCITACIÓN**

De acuerdo a la norma IEC 76-1, los transformadores deben ser capaces de suministrar la corriente nominal para una tensión aplicada igual al 105% de la tensión nominal. Los transformadores pueden ser especificados para operar hasta una tensión de 110% de la tensión nominal.

Cuando un transformador se opera a tensiones muy elevadas o a frecuencias anormalmente bajas, su núcleo se sobreexcita. El flujo es forzado a circular a través de las partes de hierro, tales como las láminas de metal del tanque y otras partes no laminadas. Esas partes se calientan en forma inaceptable y el transformador puede dañarse. Dado que el transformador cargado a su corriente nominal puede trabajar hasta con el 105% de su tensión nominal en forma continua, debe ser desconectado si la tensión es muy elevada o la frecuencia es demasiado baja. De acuerdo a la guía general de la IEEE para sobreexcitaciones admisibles (fig. 1) los transformadores pueden resistir sobreexcitaciones solo por tiempos reducidos.

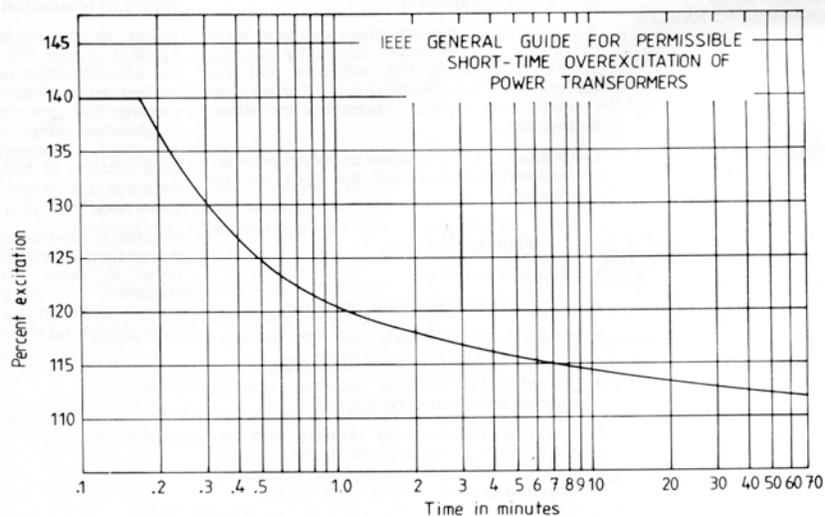


Fig. 1 Sobreexcitación permisible de corto tiempo

Las unidades transformador-generador normalmente están expuestas a condiciones de sobretensiones y subfrecuencias. Deben estar provistos luego con un relé de sobreexcitación que actúe cuando la relación entre la tensión y la frecuencia (V/Hz) se torna elevada.



## CONTAMINACIÓN DEL ACEITE Y DISPERSIÓN

El aceite en un transformador constituye un medio de aislación eléctrica y también de medio de refrigeración. La confiabilidad de servicio de un transformador sumergido en aceite depende por lo tanto en gran medida de la calidad del aceite. El aceite debe cumplir con los requerimientos de la norma IEC 296.

La capacidad dieléctrica del aceite es la propiedad más importante del mismo. Si la capacidad dieléctrica se reduce por presencia de agua o impurezas, etc., puede ocurrir luego una perforación. El testeado de la capacidad dieléctrica del aceite se realiza normalmente in-situ para obtener rápidamente un chequeo de la pureza del aceite. El nivel de aceite debe monitorearse; puede ocurrir una perforación de la aislación si el nivel es muy bajo.

## ENFRIAMIENTO REDUCIDO

Los sistemas de enfriamiento forzado deben estar supervisados, y debe activarse una alarma si el sistema de refrigeración se para. La temperatura del aceite puede ser medida en forma constante y puede tomarse acciones antes que el transformador se recaliente.

## 3. TIPOS DE FALLA Y REGÍMENES ANORMALES

Se pueden dividir en dos clases: *fallas externas y fallas internas*.

### - Fallas externas

Son aquellas fallas o perturbaciones que ocurren fuera del transformador. Producen una sollicitación elevada al transformador que pueden ser de importancia y acortar la vida útil de la máquina. Estas fallas incluyen:

- *Sobrecargas*: causan un recalentamiento del trafo, pudiendo provocar daños en forma permanente. La constante de tiempo de sobrecalentamiento es sin embargo larga, y puede tomar horas de exposición hasta que la condición se torna de seriedad. En muchos casos, no se provee protección contra sobrecargas; en su lugar se instala una alarma que advierte al personal de tal condición. Una causa de sobrecarga puede ser la desigual distribución de cargas de transformadores en paralelo.
- *Sobretensión*: puede deberse a transitorios electromagnéticos (factores climáticos) o transitorios debido a desbalances de potencias-frecuencia (maniobras). Los primeros causan sollicitaciones en los finales de espiras y con esto probables perforaciones. Se emplea en estos casos de dispositivos de descarga que están diseñados para tal propósito. El otro tipo de sobretensión ocurre debido a condiciones de operación en emergencia, tal como pérdida repentina de carga en una porción del sistema que causa la elevación de la tensión. Esta condición causa sobre-flujo en el transformador y un incremento en la sollicitación de la aislación del



- arrollamiento. El sobre-flujo incrementa las pérdidas en el hierro y puede resultar en un gran incremento de la corriente de excitación. Tal condición resulta en un rápido recalentamiento del circuito de hierro del trafo, con posibles daños de la aislación de la laminación del hierro y aún de la aislación de los arrollamientos.
- Sub-frecuencia: es provocada también por grandes perturbaciones del sistema que causan desbalances entre la generación y la carga. La condición es similar a la sobretensión en que se incrementa la corriente de excitación a frecuencias bajas, causando un sobre-flujo en el circuito de hierro. El trafo puede ser capaz de seguir operando ya sea con sobre-tensión o sub-frecuencia, pero las dos condiciones experimentadas en forma simultánea pueden ser peligrosas. Usualmente la relación de tensión/frecuencia no se permite que supere 1.1 pu., el cual se denomina volt/hertz límite.
  - Cortocircuitos en el sistema externo: Las fallas del sistema que son externas a la zona de protección del trafo, pero que provocan la circulación de corrientes elevadas, pueden causar daños en los arrollamientos. Las elevadas corrientes de fallas externas causan también elevadas solicitaciones en los arrollamientos, con su máximo en el primer ciclo. Este corto tiempo hace casi imposible proteger al trafo contra tal solicitación. La estrategia de protección para tales eventos es, por lo tanto, materia de diseño del transformador.

Muchas de las condiciones mencionadas son a menudo ignoradas en la especificación de la protección del trafo, dependiendo de cuan crítico es este y su importancia en el sistema. La excepción es el relé de protección volt/hertz contra el sobre-flujo el cual debe desconectar al trafo cuando se supera la relación 1.1 pu.

### - Fallas internas

Son fallas que ocurren dentro de la zona de protección del trafo. Esta clasificación incluye no solo las fallas que ocurren dentro del mismo trafo sino también fallas externas que ocurren dentro de la zona que cubren los TI's. En general se dividen en dos grupos: fallas incipientes y fallas activas. Las primeras son fallas que se desarrollan en forma lenta, pero que pueden evolucionar en fallas más serias si no se detecta la causa y se corrige. Las fallas activas son causadas por perforaciones en la aislación u otros componentes que crean una situación de sobre-solicitación repentina que requiere una acción rápida para limitar los daños.

#### Fallas incipientes:

Pueden ser, sobrecalentamiento, sobre-flujo o sobre-presión.

- Sobrecalentamiento: debido a diversas condiciones como:
  1. Conexión interna pobre ya sea en los circuitos eléctricos o magnéticos
  2. Pérdida de refrigerante.
  3. Bloqueo del flujo de refrigerante.
  4. Pérdida de ventiladores o bombas de enfriamiento.
- Sobre-flujo: ya se discutió anteriormente. Se menciona nuevamente aquí dado que períodos continuados de sobre-flujo pueden conducir gradualmente a



perforaciones de la aislación de los materiales aislantes del circuito magnético o de la aislación del circuito eléctrico.

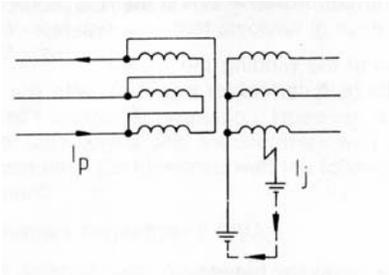
○ Sobre-presión: La sobrepresión en el tanque del trafo ocurre debido a la liberación de gases o productos que acompañan al calentamiento localizado debido a cualquier causa. Por ejemplo, una falla entre espiras puede producirse en forma lenta, liberando gases en el proceso, o calentamiento local que puede originar gases. Tales gases se acumulan en el tanque cerrado del trafo provocando un aumento de presión, el cual puede desarrollarse repentinamente o lentamente durante un largo período de tiempo.

Se denominan fallas incipientes dado que se desarrollan normalmente en forma lenta, a menudo en forma de un deterioro gradual de la aislación debido a alguna causa. Este deterioro puede volverse lo suficientemente importante para causar una falla de arco que será detectada por los relés. Si la condición puede detectarse antes de que ocurran daños mayores, las reparaciones necesarias pueden realizarse a menudo en forma más rápida y la unidad puede ser puesta en servicio nuevamente sin una salida prolongada del mismo. Los daños importantes pueden requerir el envío de la unidad al fabricante con la consiguiente salida de servicio más prolongada.

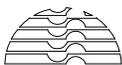
#### Fallas activas:

Son fallas que ocurren en forma repentina y que requieren normalmente una rápida acción del sistema de protección para desconectar el transformador del sistema de potencia y limitar su deterioro. La mayor parte de tales fallas son cortocircuitos en el transformador, pero se pueden citar otras dificultades también que requieren una rápida acción de alguna clase. Se considera la siguiente clasificación de fallas activas:

1. Cortocircuitos a tierra en un arrollamiento secundario conectado en estrella a tierra sin resistencia de puesta a tierra



1. Cortocircuitos en arrollamientos conectados en triángulo.
2. Cortocircuitos fase-fase: dan lugar a corrientes elevadas, limitadas solamente por la impedancia de fuente y la impedancia de dispersión del transformador
3. Cortocircuitos entre espiras: A un contacto metálico directo o descarga entre conductores dentro del mismo arrollamiento físico se lo denomina falla entre espiras. Las fuerzas dinámicas que se desarrollan a causa de las elevadas corrientes de falla en el sistema, pueden deteriorar la aislación y provocar una falla entre espiras. Esto es particularmente riesgoso para transformadores relativamente pequeños y viejos
4. Fallas del núcleo: Las laminaciones del núcleo del trafo se aíslan cuidadosamente unas de otras para evitar la circulación de corrientes de eddy cruzando el entre-



hierro entre láminas adyacentes. Aún se aíslan las sujeciones que mantienen las láminas juntas para no permitir que las mismas causen un cortocircuito magnético a lo largo de la laminación. Cualquier sobre-calentamiento o sobre-flujo del transformador provee la posibilidad de causar un corto magnético de esa clase debido al deterioro de la aislación entre láminas o alrededor de las sujeciones. Tales caminos de corto permitirán el paso de corrientes de eddy e incrementarán gradualmente las pérdidas en el núcleo causando sobre-calentamientos localizados. Esta condición no afecta mayormente a las corrientes en terminales del trafo, haciéndola difícil de detectar por relés eléctricos conectados en los terminales

5. Fallas del tanque: En transformadores inmersos en aceite, el refrigerante primario es el flujo de aceite alrededor del núcleo y bobinas del trafo. Si en el tanque se desarrolla una pérdida de aceite, esto puede ocasionar sobrecalentamiento y reducción del material aislante. Un efecto similar se obtendría por el bloqueo de la circulación del refrigerante
6. **Descargas en los bushing:** Los bushings del trafo están dentro de la zona de protección de los relés, si se conectan los TI's se conectan en forma externa a los bushing a ambos lados del trafo. Las descargas en los bushings pueden ser del tipo atmosférico u otros fenómenos de descarga, que resulte en un camino de cortocircuito hacia el tanque que está puesto a tierra. Es importante notar que tales fallas, o fallas en conexiones externas del trafo, son detectadas por algunos, sino todos, tipos de esquemas de protección del trafo.

#### 4. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

La filosofía básica de los dispositivos de protección es diferente para fallas incipientes que para fallas activas. Puede resumirse los objetivos de la protección del trafo como sigue:

Protección contra fallas activas: La protección debe proveer la aislación rápida del trafo fallado con el objetivo de remover el equipamiento fallado del sistema de potencia, y así minimizar el efecto de la perturbación y también, minimizar el daño en el transformador. Las fallas que no son despejadas prontamente, pueden causar daños substanciales, que requieran reparaciones largas y caras, y pueden representar aún un peligro para el personal.

Protección contra fallas incipientes: Estas no requieren una rápida detección y aislación. Tales fallas se desarrollan en forma lenta y hay tiempo para la observación cuidadosa y testeo. Muchas veces estas fallas no son detectadas por lo relés dedicados a las fallas activas. Esto sugiere un equipo de protección suplementario dedicado a tal fin.

Es importante reconocer que los dos tipos de protección se consideran usualmente mutuamente excluyentes y complementarios. Ninguno se considera adecuado para ambos tipos de falla.

Cuando ocurre una falla en un transformador, el daño es proporcional al tiempo de falla. Por lo tanto el transformador debe ser desconectado tan rápido como sea posible de la red. Debido a esto, se utiliza normalmente relés de protección rápidos y confiables. Se recomienda que la protección provoque el disparo instantáneo de todos los interruptores del transformador en caso de falla interna (protección primaria), y que también



desconecte el transformador en caso de cortocircuito externo, a modo de respaldo. Por lo general no se requiere protección externa contra sobrecarga, pues el transformador (excepto los de capacidad relativamente pequeña) tiene una protección inherente.

Las sobretensiones sostenidas pueden ser dañinas para los transformadores, sobre todo si sobrepasan el valor de saturación, pero casi nunca se requiere dotar al transformador de una protección contra ellos, pues está incluida en los equipos de regulación y control del sistema.

Los relés de monitoreo pueden detectar fallas y censar condiciones anormales que pueden terminar en fallas. El tamaño del transformador y el nivel de tensión tienen una influencia en la extensión y elección del equipamiento de protección. El costo del equipamiento de protección es marginal comparado con el costo total y el costo que implica la salida de servicio de un transformador.

Hay diferentes opciones en relación con la extensión de la protección del transformador. Sin embargo, es más o menos común que los transformadores con depósito de aceite estén equipados de la siguiente manera:

- Transformadores con potencia nominal mayor a 5 MVA:
  - Relé detector de gas (Relé Buchholz)
  - Protección contra sobrecargas (relé térmicos o sistemas de monitoreo de la temperatura)
  - Protección de sobrecorriente
  - Protección contra fallas a tierra
  - Protección diferencial (protección principal ante fallas internas)
  - Relé de presión para el compartimiento del conmutador del TAP
  - Relé de monitoreo del nivel de aceite
- Transformadores de potencia nominal menor a 5 MVA:
  - Relé detector de gas (Relé Buchholz)
  - Protección contra sobrecarga
  - Protección de sobrecorriente
  - Protección contra fallas a tierra
- Transformadores que pueden estar expuestos a sobretensiones:
  - Debe incluirse protección contra sobreexcitación

Adicionalmente a los relés de protección y monitoreo se requiere unidades de disparo y sistemas de alarmas.

## 5. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES

Dado que la protección más importante de grandes transformadores es la protección diferencial, se verá a continuación los principios de la misma.

Esta es una protección de selectividad absoluta en la que se hace una comparación directa de las señales eléctricas provenientes de todas las interconexiones del elemento protegido



con el resto del sistema. En base a esta comparación, la protección diferencial discrimina entre cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos externos; es una protección instantánea, de tipo primario y debe ser completada con protecciones de respaldo.

En las protecciones diferenciales se comparan por lo general los valores instantáneos de las corrientes, sus módulos y fases, o solamente sus fases; la comparación de los módulos de las corrientes solamente o de tensiones no permite discriminar si el cortocircuito está dentro o fuera de la zona protegida. Estas protecciones son aplicables a todos los elementos del sistema eléctrico de potencia; cuando se utilizan en generadores y motores, transformadores y barras, con canales de comunicación alámbricos; en líneas de transmisión se utilizan otros tipos de canales de comunicación.

En la fig. 4 se presenta el esquema de la variante más sencilla de protección diferencial con canal alámbrico de enlace, para una fase de un elemento del sistema que tiene dos terminales. En los terminales del elemento protegido se instalan TI con iguales relaciones de transformación, sus secundarios se interconectan en la forma mostrada en la figura, y entre los conductores de unión se conecta un relé de sobrecorriente.

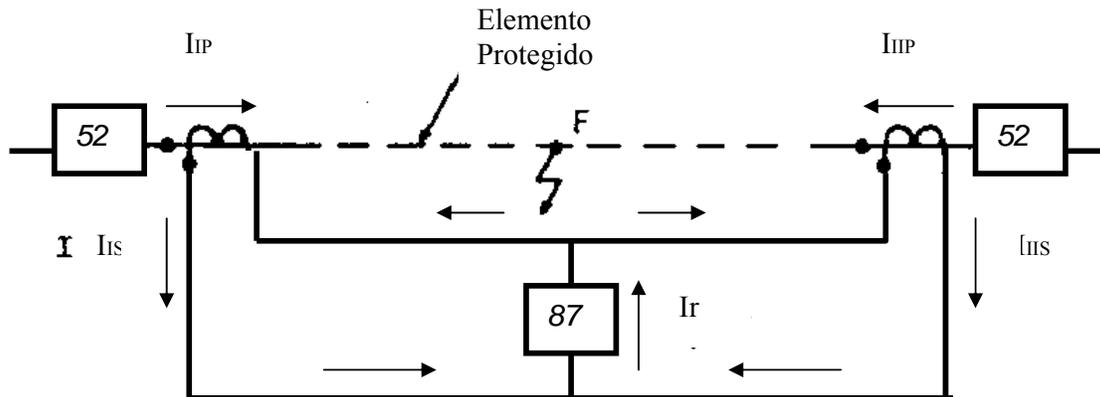


Fig. 2 Protección diferencial de una fase de un elemento de dos terminales  
(unidad 87 según código ANSI-IEEE)

La conexión del relé se hace en forma tal, que cuando no hay cortocircuito interno la corriente  $I_r$  es cero en el caso ideal, mientras que, para cortocircuitos en la zona protegida,  $I_r$  tiene un valor igual al de la corriente de cortocircuito referida al secundario. Tomando como positivos los sentidos señalados en la fig. 2 para las corrientes, se tiene:

$$I_r = I_{IS} + I_{IIS}$$

Para condiciones normales de operación, oscilaciones de potencia o cortocircuitos externos, si se desprecia la admitancia transversal en el elemento protegido, es  $I_{Ip} = -I_{Iip}$ ; si los TI no tienen errores, es también  $I_{Is} = -I_{Iis}$ , por lo que  $I_r = 0$ .

Diferentes investigaciones realizadas sobre el comportamiento de la corriente  $I_r$  en los estados transitorio y estable han demostrado que puede presentar una componente aperiódica con una constante de tiempo del orden de menos de un segundo, y durante



ese tiempo puede tener valores varias veces superiores a los de estado estable (que normalmente no son superiores al 10% de la corriente nominal de los transformadores de corriente). Se ha observado también que al ocurrir el cortocircuito externo no se presenta de inmediato la saturación de los transformadores de corriente, por lo que la corriente de desbalance tiene un valor reducido durante un pequeño tiempo inicial, después del cual aumenta considerablemente. Por último, se ha demostrado que un incremento en la impedancia de la rama diferencial de la protección reduce el valor de  $I_r$ , sobre todo en el régimen de saturación severa de los TI.

La corriente de arranque del relé de sobrecorriente del esquema diferencial se selecciona de modo que no opere incorrectamente por efecto del máximo valor posible de corriente de desbalance, es decir:

$$I_{ar} \geq k * I_{r \max}$$

Los transformadores tienen algunas peculiaridades que deben tenerse en cuenta para la aplicación de protecciones diferenciales. Estas son:

- a) Hay diferencias de fase entre las corrientes en transformadores con conexión Y-D.
- b) Tienen distintos niveles de tensión, lo que implica que los TI pueden ser de distinto tipo, y tener relaciones de transformación y características distintas.
- c) Puede no haber concordancia entre las relaciones de transformación de los TI disponibles y la del transformador protegido.
- d) La relación de transformación puede ser variable para fines de regulación de tensión.
- e) La corriente de magnetización del transformador puede tener un valor transitorio alto en algunos casos, que la protección puede interpretar erróneamente como indicativo de una falla interna.

## 6. OTROS TIPOS DE PROTECCIONES

### APLICACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Se utilizan en todos los circuitos que alimentan a un transformador de potencia. Su función es normalmente hacer de back up del relé diferencial y de los relés de protección del lado de carga del transformador. También pueden ser la protección principal en caso de que no se utilice protección diferencial.

Normalmente se utilizan unidades 51 temporizadas con unidades 50 instantáneas para el caso de corrientes de cortocircuito muy elevadas. La unidad 51 es ajustada para operar a 150% de la corriente nominal del transformador. El tiempo de retardo debe ser lo suficientemente largo para evitar el disparo debido a la corriente inrush de magnetización cuando el transformador es energizado (ver pto. 5.1.1). Debe tenerse en cuenta aquí la coordinación de la actuación entre los relés de protección del lado primario y secundario.

La unidad 50 instantánea debe ser ajustada alrededor del 25% por arriba de la máxima corriente de falla externa y por arriba de la máxima corriente inrush. Con este ajuste, hay disparo instantáneo solo para fallas severas del lado del lado de la alimentación del transformador. Pueden ser por ej., fallas cerca de o en los bushing o en el circuito entre



los TI's y el transformador.

El relé debe operar con retardo para fallas en las partes restantes de los arrollamientos y para fallas del lado de la carga del transformador.

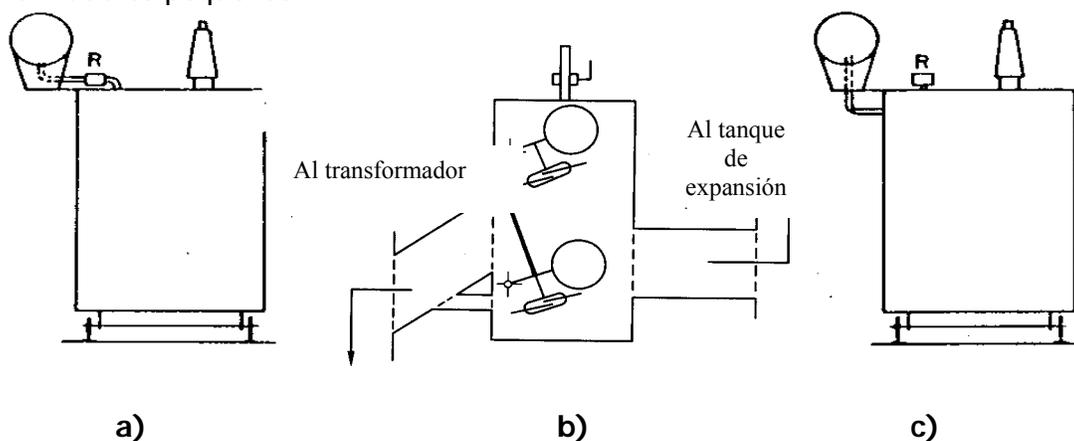
## 7. RELÉS DE MONITOREO

### 7.1 RELÉS DE DETECCIÓN DE GAS Y DE INCREMENTO DE PRESIÓN

Cuando ocurre un cortocircuito en el interior del tanque de un transformador tiene lugar la transformación de gases por la descomposición del aceite y otros materiales aislantes bajo la acción del arco eléctrico y otros factores. La propia generación de gases o el incremento de presión resultante en el interior del tanque pueden ser utilizados como base para la protección contra estos cortocircuitos.

Los relés basados en la detección de gases, también denominados relés Buchholz, se aplican a transformadores que tienen el tanque totalmente lleno de aceite, y que poseen adicionalmente un tanque conservador. Este tipo de construcción es común en varios países de Europa y en Canadá. El relé se instala en el tubo que conecta el tanque del transformador y el tanque conservador, como se muestra en la fig. 33a. El diagrama esquemático de una variante constructiva típica del relé se muestra en la fig. 3b. Posee un elemento (1), que responde a la acumulación lenta de gases (al volumen de gases), y un elemento (2), que responde a la velocidad de la formación de los gases, la que se determina indirectamente por la velocidad de desplazamiento del aceite por el tubo hacia el tanque de expansión.

Los relés basados en el incremento de presión se aplican a transformadores sin tanque de expansión. En estos transformadores el tanque no está lleno de aceite, sino que por lo general contiene además un gas noble. El relé se coloca en la parte superior del transformador (fig. 3c), y tiene en su parte interior un elemento que responde al incremento de presión en el gas o el aceite, y provoca el cierre de un contacto. Estos relés son más sensibles que los diferenciales, pues detectan fallas muy incipientes, pero no responde a fallas fuera del tanque del transformador ( en los terminales por ej.), que están dentro de la zona de protección del relé diferencial y por esta razón se aplica a transformadores pequeños.



**Fig. 3 Relé de detección de gas (a,b) y de incremento de presión (c) de transformadores**



## 7.2 RELÉ DE DETECCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE

Este relé es instalado en transformadores que están equipados con sistemas de preservación de gasoil inerte de presión positiva. Este relé mide la presencia de gas combustible en el transformador, lo cual es indicador de la descomposición del material aislante debido a fallas o descargas por efecto corona. Dado que tal tipo de fallas no produce grandes corrientes de falla, estas no son normalmente detectadas por otros relés hasta que se desarrollan en cortocircuitos importantes que causan normalmente daños importantes. El relé e gas combustible es caro y no se aplica normalmente en transformadores de subestación.

## 7.3 RELÉ DE PRESIÓN ESTÁTICA

Este relé (unidad 63) se utiliza generalmente en todos los tipos de transformadores sumergidos en aceite. Está montado por debajo del nivel de aceite en la pared del tanque del transformador y se activa por la presión en el tanque. Debido a las numerosas operaciones incorrectas de este tipo de relés durante años, ha sido reemplazado por el relé de incremento de presión ya visto.

## 7.4 RELÉ TÉRMICO

Un relé térmico (unidad 49) opera si el calor desarrollado dentro del relé como resultado de las condiciones internas o externa excede cierto nivel especificado. El relé utiliza las entradas de los TI's para monitorear el calentamiento por  $I^2R$  en el equipo protegido. Este relé es diferente al relé de temperatura (punto 5.1.10.5) el cual utiliza un dispositivo que censa la temperatura del equipo monitoreado. En la fig. 4 se muestra el circuito típico de un relé térmico típico.

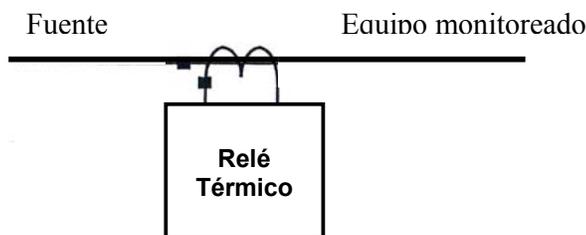
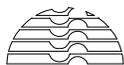


Fig. 4 Relé térmico que monitorea las pérdidas  $I^2R$  en el equipo protegido

## 7.5 RELÉ DE TEMPERATURA

Un relé térmico (unidad 49) mide la temperatura externa del equipo protegido. El monitoreo de la temperatura se realiza por medio de un RTD (Resistance Temperature Detector), bulbo de gas, termocupla u otro dispositivo para censar temperatura instalado en el punto a ser monitoreado. La fig. 5 muestra un relé de temperatura típico.



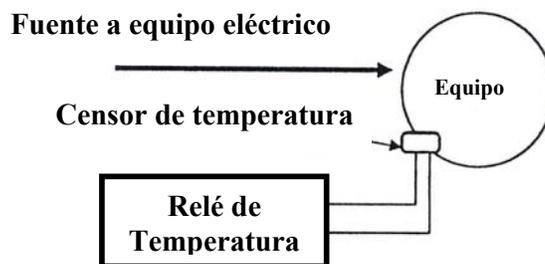


Fig. 5 Montaje de relé típico de temperatura

## 7.6 RELÉ DE RÉPLICA DE LA TEMPERATURA

Estos relés (unidad 49) están diseñados para llevar a cabo una elevación de la temperatura proporcional a la elevación de la temperatura del equipo protegido, o conductor, sobre un rango de valores. Se pasa, a través de un elemento de calentamiento en el relé, una corriente proporcional a la corriente que pasa por el equipo protegido. El relé está diseñado para simular el calentamiento y enfriamiento de los aparatos protegidos. La modelación del enfriamiento del equipamiento protegido es esencial para proteger al equipo de ser puesto en servicio nuevamente demasiado pronto, luego que ha sido desconectado por una sobrecarga térmica. La fig. 6 muestra el circuito de un relé típico de réplica de la temperatura.

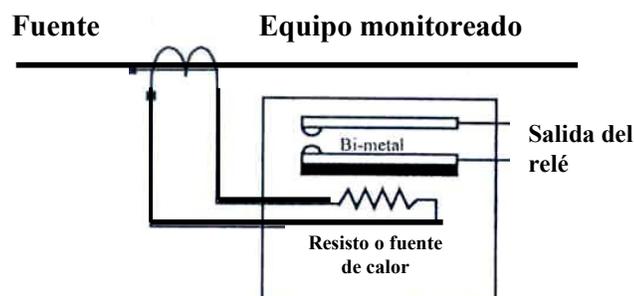


Fig. 6 Diagrama circuital del relé réplica



## TEMA 5: PROTECCION DE REDES DE MEDIA TENSIÓN

### PROTECCION DE LINEAS MT

#### Fusibles

El fusible es uno de los dispositivos de protección más antiguos, conociéndose los primeros diseños desde fines del siglo pasado. La clave de la permanencia se basa en la elevada confiabilidad de operación debida a su simplicidad, como así mismo a su versatilidad que le ha permitido adaptarse a requerimientos muy variados. En la actualidad se dispone de fusibles muy específicos con características de respuesta particulares, extendiendo su aplicación desde algunos mA hasta 4 kA de corriente nominal, tensiones nominales a partir de algunos volts hasta 132 kV y capacidades de ruptura desde 35 A hasta 200 kA. En lo referente a la aplicación para la protección de sistemas de distribución, podemos citar fundamentalmente los tipos de alta tensión y de baja tensión, cada uno de los cuales se dividen a su vez en alta y baja capacidad de ruptura.

#### - Expulsión

##### *Construcción*

Generalmente se los instala en partes elevadas, pues en la mayoría de los casos son de tipo "de caída". Se los suele emplear también como seccionador. En la Fig. 45 se muestra un seccionador-fusible de este tipo. Cuando operan despejando la falla, caen quedando suspendido por el contacto inferior, siendo visibles a larga distancia, lo que facilita la identificación del sector fallado disminuyendo el tiempo de fuera de servicio del sector afectado.

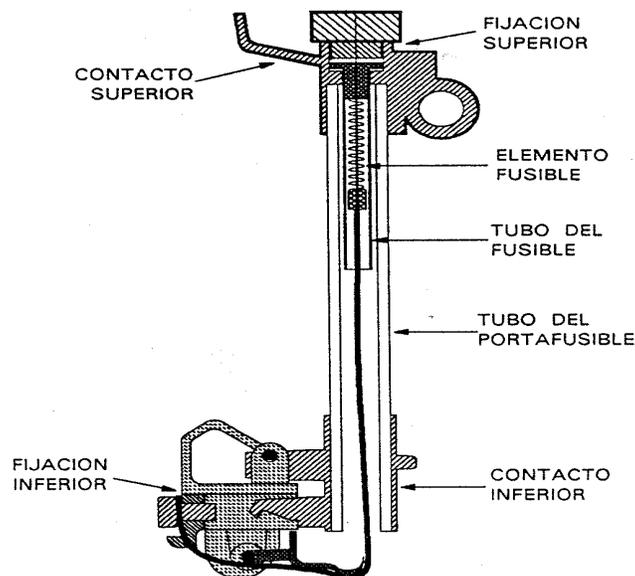


Fig. 45 Seccionador – Fusible de expulsión

Los fusibles expulsión deben utilizarse conjuntamente con otro dispositivo seccionador para operar apropiadamente. El más típico es el cutout, disponible en eslabón abierto (open link), abierto (open) y diseño cerrado (Fig. 46):



El fusible se encuentra alojado en un cilindro aislante, compuesto de numerosas capas de tela aislante impregnada, entre otras sustancias con resina fenólica. Luego de la fusión o período de prearco, le sigue inmediatamente el arco, el cual calienta el tubo aislante produciéndose gran cantidad de gases, los que escapan por la parte inferior del tubo. El elemento fusible se encuentra tensionado por un resorte, lo cual colabora en la extinción del arco aumentando la velocidad con la cual se separan los elementos fundidos.

Sus tensiones nominales alcanzan los 132 kV, con corrientes desde 0,5 A hasta 150/200 A, se encuentran especificados en las Normas ANSI-IEEE C37-41 y en las IRAM, se denominan usualmente por la marca del fabricante, como por ejemplo Kearney, Chance, X&S, o por la nomenclatura AyEE que los llama MN 241.

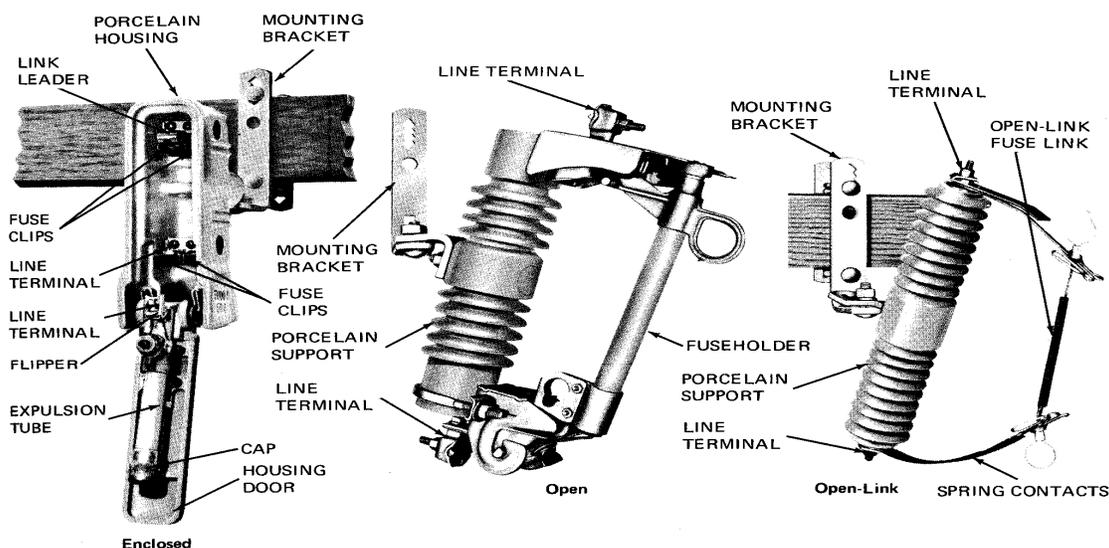
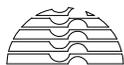


Fig. 46 Tipos de seccionadores de expulsión

Constructivamente están formados por un tubo de papel prespan, dentro del cual se coloca el hilo o lámina fusible. El elemento fusible que se encuentra tensionado por el resorte inferior, es normalmente de plata, en caso de corrientes bajas posee otro elemento en paralelo que le brinda resistencia mecánica, como un hilo de acero o Nicrome. Todo el conjunto interior, denominado eslabón fusible, debe ser reemplazado luego de operar. Este conjunto se encuentra ubicado dentro del denominado tubo portafusible, que brinda las conexiones externas y facilita la interrupción. Normalmente son del tipo de caída, por lo que al operar se sueltan de su contacto superior, pivotando sobre el inferior, permaneciendo luego colgados de este último, brindando una muy buena indicación de la ubicación de la falla. Si por alguna causa el fusible no cae, no será capaz de interrumpir la falla, provocando su explosión, ya que no pueden cortar la corriente subsiguiente. Tal corriente es la que continúa circulando luego de la atenuación del arco, hasta la interrupción definitiva en alguno de los pasajes por cero próximos.

### **Características de actuación**

Están definidas por sus curvas tiempo-corriente (TCC) (Fig. 47). La curva de mínimo tiempo de fusión se elabora mediante tests eléctricos. La magnitud de la corriente y el tiempo que toma para fundir son registrados y plotteados (tiempo de prearco). Luego se traza una curva ajustada a los puntos obtenidos representando una curva promedio de



fusión. Luego se subtrae el 10% a los tiempos, y la curva obtenida así se denomina "tiempo mínimo de fusión".

Sin embargo, el fusible tiene un tiempo de formación del arco asociado con él. Este tiempo es el que toma el fusible para interrumpir el circuito luego de que el fusible funda y se obtiene así mismo por test. Los tiempos de arco, los cuales se registran para diferentes magnitudes de corriente, se suman al "máximo tiempo de fusión" (110% del tiempo promedio de fusión). La curva resultante se denomina "tiempo total de despeje". Estas dos curvas son los extremos de las características del fusible y son las curvas publicadas por los fabricantes.

Tiempo  
(seg)

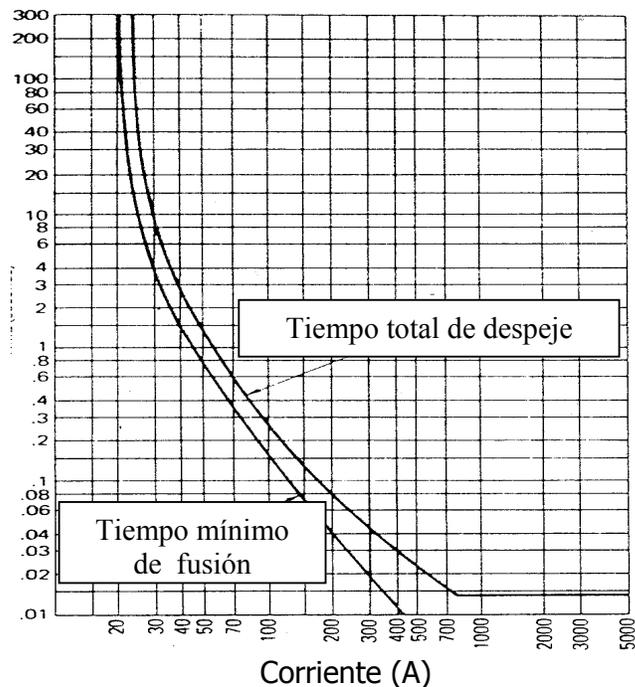


Fig. 47 Curvas tiempo-corriente de un fusible 10K

Tanto el elemento fusible como el tubo portafusible están normalizados por ANSI C37-41 y C37-42. El elemento fusible es renovable, en cambio el tubo portafusibles (seccionador autodesconectador) soporta entre 4 y 12 operaciones el elemento, dependiendo tal número del valor de corriente interrumpida y del tipo de elemento empleado. A continuación se listan los tipos de link fusibles que existen hoy en día en el mercado también según otras normas (AYEE, ANSI C.37.42, IRAM 2400, NIME y NEMA):

- **K:** Conducen hasta 200% de su  $I_n$  sin daños
- **T:** Más lentos que los K
- **Std:** Intermedia entre los K y T; son permisivos a las fluctuaciones de corriente
- **H:** Conducen hasta el 100% de su  $I_n$  sin daño; tienen característica de fusión muy rápida
- **N:** Conducen hasta el 100% de su  $I_n$  sin daños. Son más rápidos aún que los H.
- **X:** Provistos de un elemento dual; son permisivos a las fluctuaciones de la corriente
- **Sft:** Provisto de elemento dual; no actúan ante fallas temporarias en trafos.
- **MS o KS:** Respuesta ultralenta y mayor permisividad de corriente que los T; bueno como protección de línea



- **MN241 AYEE:** Conducen hasta el 130% de su In sin daños; poseen un resorte extractor necesario en los seccionadores MN241 AYEE

La diferencia de velocidades de fusión se muestra en la Fig. 48:

### Gráfico comparativo de velocidades

Entre distintas curvas mínimas de fusión en una misma corriente nominal de elemento fusible (In: 10 A)

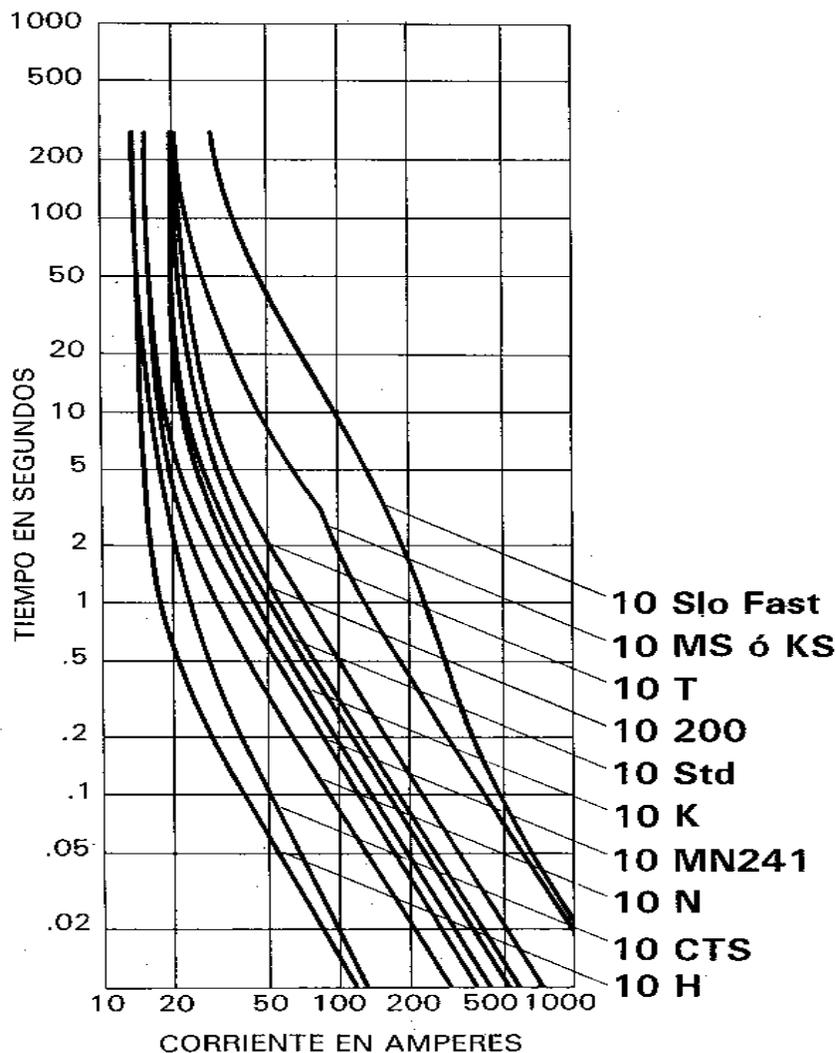


Fig. 48 Velocidades de diferentes tipos de fusibles

Para satisfacer requerimientos especiales tales como la protección primaria de trafos de distribución, se han desarrollado fusibles por debajo de 10 A. Fusibles de 1, 2, 3, 5 y 8 A están dentro de esta categoría. Estos fueron diseñados específicamente para proveer protección contra sobrecargas y evitar operaciones innecesarias durante corrientes transitorias de corta duración asociadas con el arranque de motores y descargas.

### Reconectores automáticos

Un reconector es un dispositivo con la capacidad de detectar condiciones de



sobrecorriente de fase y tierra, para interrumpir el circuito si tal sobrecorriente persiste luego de un tiempo predeterminado, y luego reconectar la línea en forma automática para reenergizarla. Si la falla que originó la operación persiste, luego el reconectador permanecerá abierto posteriormente a un número especificado de operaciones, aislando luego la sección fallada del resto del sistema.

En un sistema de distribución aéreo, entre el 80% al 95% de las fallas son temporarias, al menos por algunos ciclos o segundos. Por lo tanto el reconectador, con su característica de apertura/recierre, previene al circuito de ser desconectado definitivamente antes fallas temporarias. Usualmente realizan tres o cuatro ciclos de apertura y recierre antes de la desconexión final del circuito. Se permite usualmente una operación de cierre adicional por medios manuales. Los mecanismos de conteo registran las operaciones de las unidades de fase y de tierra, los cuales pueden ser inicializadas también por dispositivos controlados externamente cuando se dispone de medios de comunicación apropiados.

### - Clasificación de los reconectadotes

Los reconectadores pueden clasificarse como sigue:

- Monofásicos y trifásicos
- Mecanismos de control hidráulico, electrónico y digital
- Interruptores de aceite, vacío o SF6

#### *Reconectadores monofásicos*

Se utilizan para la protección de líneas monofásicas tales como ramas o derivaciones de alimentadores trifásicos. Puede utilizarse también en circuitos trifásicos donde la carga es predominantemente monofásica; luego cuando ocurre una falla monofásica se puede desconectar una fase y mantener el servicio en los 2/3 restantes del sistema.

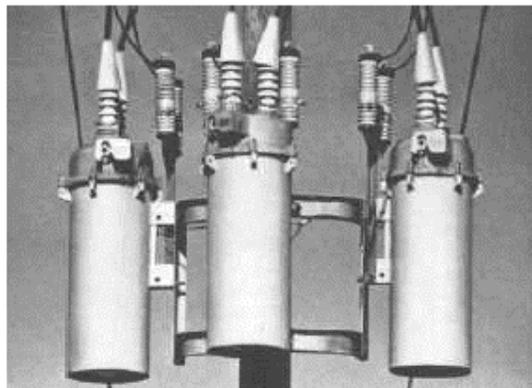


Fig. 49

#### *Reconectadores Trifásicos (Fig. 50)*

Se utilizan cuando hay que desconectar las tres fases antes una falla permanente, para prevenir la pérdida de fase de cargas trifásicas tales como grandes motores trifásicos. Tienen dos modos de operación:



- desconexión monofásica / apertura final trifásica: montado en un solo tanque con interconexión mecánica para la apertura final solamente; cada fase opera en forma independiente en la apertura y recierre. Si cualquier fase opera para la apertura final la vinculación mecánica produce la apertura de las otras dos fases.
- desconexión trifásica / apertura final trifásica : todos los contactos actúan en forma simultánea para cualquier falla. Las tres fases se abren y cierran por medio de un mecanismo común.

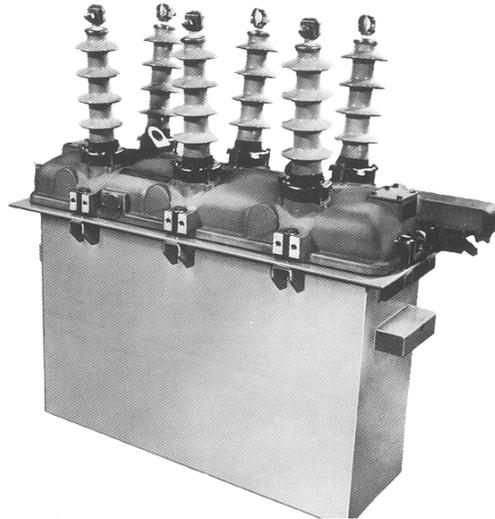


Fig. 50 Aspecto de un reconectador trifásico hidráulico

### ***Reconectores con control hidráulico***

Este tipo de control es utilizado en reconectores monofásicos y en varios de los trifásicos y es una parte integral del reconectador: censan la corriente por medio de una bobina de desconexión en serie con la línea y cuando la corriente excede un predeterminado valor de ajuste, la bobina atrae un pistón el cual abre los contactos principales del reconectador e interrumpe el circuito. Las características de tiempo y secuencia de operación son dependientes del flujo de aceite en cámaras diferentes.

### ***Reconectores con control electrónico***

Es más flexible y fácil de ajustar y testear. Provisto normalmente en un gabinete separado del reconectador, permite el cambio de las características tiempo-corriente, niveles de corriente de actuación y secuencias de operación sin desenergizar o abrir el tanque del reconectador. Disponen de un amplio rango de accesorios para modificar la operación básica para resolver diversos problemas prácticos. Los controles electrónicos vienen con componentes discretos o microprocesados (Fig. 51) .





Control con componente discretos      Control microprocesado  
Fig. 51 Tipos de controles electrónicos

### ***Tipos de interruptores***

Se utilizan interruptores de aceite, SF<sub>6</sub> y vacío. Los de aceite utilizan el mismo aceite para el apagado del arco y medio de aislamiento. El uso de interruptores de vacío tiene la ventaja de requerir mínimo mantenimiento.

#### **- Instalación y funciones de los reconectadores**

- En subestaciones, para proveer protección primaria de circuitos
- En alimentadores principales, para permitir el seccionamiento a lo largo de la línea y de ese modo prevenir la pérdida de un circuito completo debido a fallas en los extremos.
- En ramas o derivaciones, para prevenir la apertura del circuito principal debido a fallas en las mismas.

Cuando se instalan reconectadores es necesario tener en cuenta los siguientes factores de



aplicación:

1. Tensión del sistema
2. Corriente máxima de falla
3. Corriente máxima de carga
4. Corriente mínima de cortocircuito en la zona protegida por el reconector:
5. Coordinación con otros dispositivos de protección localizados hacia la fuente y hacia la carga

En la Fig. 52 se muestra una secuencia típica de operación hasta la desconexión definitiva para una falla permanente.

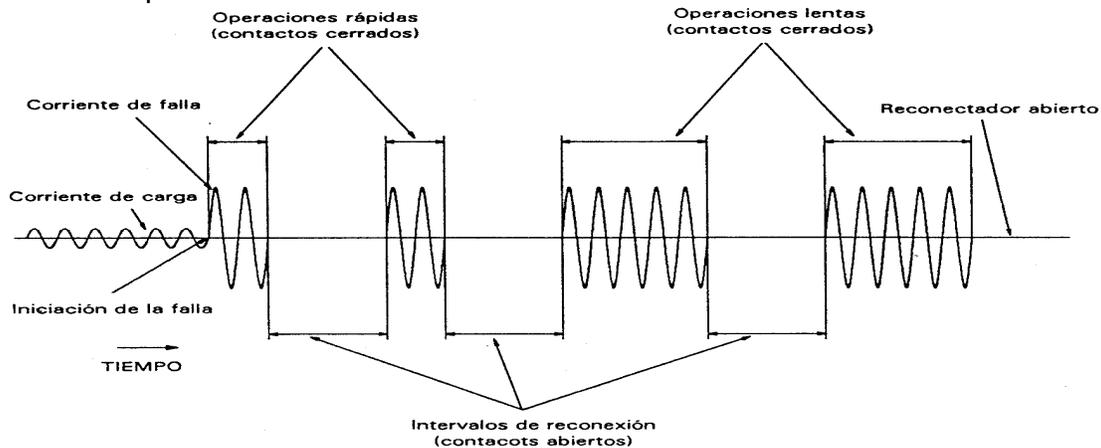


Fig. 52 Secuencia de operación hasta la desconexión definitiva

Las curvas características de operación tiempo-corriente de los reconectores son normalmente tres: una rápida y dos temporizadas, designadas como A, B y C respectivamente. La Fig. 53 muestra un conjunto típico de curvas tiempo-corriente. Sin embargo, los nuevos reconectores con controles microprocesados tienen curvas que pueden definirse a placer por teclado, lo cual permite seleccionar las mismas de acuerdo a las necesidades de coordinación tanto para fallas fase-fase como las de fase-tierra. Esto permite reprogramar las características sin la necesidad de cambiar componentes.



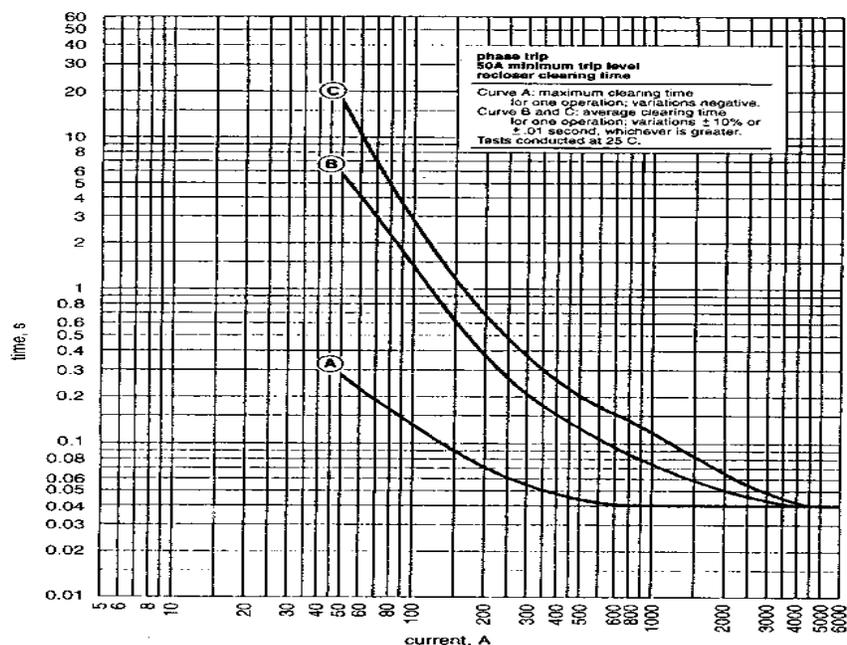


Fig. 53 Curvas tiempo-corriente típicas de reconectores

## 6. Sensitividad de operación para fallas a tierra

### Seccionalizadores

Un seccionizador es un dispositivo el cual automáticamente aísla las secciones falladas de un circuito de distribución, una vez que un reconector o relé con unidad de recierre de respaldo hayan interrumpido la corriente de falla y se instala comúnmente aguas abajo del dispositivo de respaldo. Dado que los seccionizadores no tienen la capacidad de interrumpir corrientes de falla, luego el dispositivo de respaldo debe tener esa capacidad. El seccionizador cuenta el número de operaciones de dispositivo de respaldo durante las condiciones de falla. Luego del número predefinido de aperturas y mientras el mismo está abierto, el seccionizador abre y separa la sección falladas de la línea en forma definitiva. Esto permite al dispositivo de respaldo cerrar y reestablecer el suministro en aquellas áreas libres de falla. Si la falla es temporaria, se resetea el mecanismo de operación. Si la falla es temporaria sin embargo, será despejada por el dispositivo de respaldo antes de que el seccionizador abra definitivamente sus contactos. El mecanismo del seccionizador se reseteará automáticamente para prepararse para otro ciclo completo de operaciones si ocurre otra falla.

Comparado con los fusibles, los seccionizadores tienen ciertas ventajas que pueden justificar en determinadas circunstancias su empleo. Por ej., luego de una falla permanente, su capacidad de cierre sobre falla simplifica el testeado del circuito, y si la falla todavía está presente, la interrupción la hará el dispositivo de respaldo en forma segura. Dado que no se necesita el reemplazo de un fusible, la línea puede ser testeada y restaurada al servicio más rápidamente.

Los seccionizadores pueden utilizarse también entre dos dispositivos de protección con curvas de operación que estén muy cercanas; esto es vital en locaciones donde es



impráctico o imposible un margen de coordinación adicional entre curvas a coordinar. Al igual que los reconectores, los seccionadores se clasifican en:

- monofásicos y trifásicos
- control hidráulico o electrónico

### ***Seccionadores con control hidráulico***

El control hidráulico es utilizado en todos los seccionadores monofásicos y en unidades trifásicas más pequeñas. Una bobina en serie con la línea censa el valor de la corriente. Cada vez se produce una sobrecorriente, la bobina mueve un pistón que activa un mecanismo de conteo. Cuando la sobrecorriente desaparece, un conteo se lleva a cabo bombeando aceite a través de unas cámaras. Luego de un número predeterminado de operaciones de bombeo, los contactos del seccionador se abren por medio de resortes pre-tensionados. Este tipo de seccionador debe ser cerrado en forma manual.

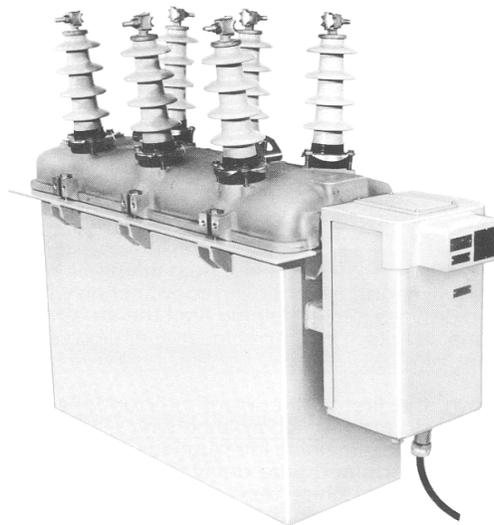


Fig. 54

### ***Seccionadores con control electrónico***

El control electrónico es utilizado en reconectores trifásicos grandes; son más flexibles y más fáciles de ajustar que los controles hidráulicos. Permite convenientemente el cambio de niveles de corriente de actuación, disparos hasta la apertura, y tiempo de memoria, sin la necesidad de desenergización o apertura del tanque. La corriente de carga se mide por medio de TI y la corriente secundaria alimenta a un circuito de control que cuenta el número de operaciones del reconector asociado y luego envía una señal de disparo al mecanismo de apertura. Algunos seccionadores controlados en forma electrónica son operados por un motor y pueden ser cerrados eléctricamente o en forma manual, otros deben ser cerrados en forma manual.





Fig. 55

### *Características de los seccionalizadores*

Incluyen reseteo del conteo, detección de fallas a tierra, y diversas restricciones que previenen operaciones o bloqueos indeseadas o innecesarias, por ej., distinguir entre la operación de los dispositivos de protección del lado de carga o del lado de fuente.

### *Factores de aplicación de los seccionalizadores*

Para seleccionar un seccionalisador deben considerarse los siguientes aspectos:

- **Tensión del sistema**
- **Corriente máxima de carga**
- **Corriente máxima de cortocircuito**
- **Coordinación con otros dispositivos instalados aguas arriba y abajo**

### **PROTECCION DE TRANSFORMADORES MT**

#### **- Fusibles de Alta capacidad de ruptura**

Tales fusibles provienen de los años cuarenta, se denominan normalmente como HH, nombre derivado de sus iniciales en idioma alemán, Hochspannung Hochleistung, responden a las normas IEC 282-1 y fundamentalmente a las DIN 43625 -VDE 0670, estando normalizadas sus características constructivas y de respuesta.

Se trata de un cuerpo cerámico de alta resistencia al choque térmico, con contactos extremos cilíndricos de cobre plateado, rellenos con arena de cuarzo de alta pureza y contando con varios elementos fusibles de plata con reducciones de sección. Poseen, además un percutor ubicado en el extremo superior, cuya función no es solo de indicación sino también es capaz de realizar trabajo mecánico, abriendo un seccionador bajo carga.





Fig. 60

El diámetro y extensión del contacto están fijados en 45 mm y 33 mm respectivamente, siendo variable el largo del fusible según la tensión nominal, encontrándose normalizados las siguientes longitudes de cuerpo: 192 mm, 292 mm, 367 mm, 442 mm y 537 mm. Las corrientes nominales van desde 0,5 A hasta 400 A y tensiones desde 2,3 kV hasta 36 kV. Existen algunos diseños en 66 kV, pero para corrientes nominales no mayores a 63 A.

Su capacidad de ruptura máxima es de 900 MVA, disponiendo de modelos intermedios con 300 y 600 MVA. Al operar en forma cerrada, conteniendo en su interior todos los productos de la extinción, sin tener manifestación externa alguna, puede ser instalado en gabinetes o tableros, existiendo además un diseño algo más complejo, para su uso a la intemperie.

Según su capacidad de ruptura se dividen en Respaldo (backup), Propósito General (general purpose) y Campo Completo (full range), cuyas capacidades de ruptura se extienden desde el máximo fijado por el fabricante hasta el mínimo definido respectivamente de la siguiente forma:

- Respaldo: por el fabricante
- Propósito general: corriente que lo funde en una hora
- Campo completo: cualquier corriente capaz de provocar su fusión.

### ***Mecanismo de operación***

Para todos los tipos, la forma de despejar altas corrientes de cortocircuito es la misma. El flujo de corriente funde todo el largo del elemento y el arco resultante provoca que el elemento explote, vitrificando de esa manera la arena y formando un túnel de vidrio el cual confina el arco. El túnel de vidrio restringe el arco por incremento de la resistencia.

El término limitador significa que el fusible interrumpe la corriente de cortocircuito, si esta es suficientemente grande, impidiendo que se alcance el valor de cresta determinado mediante cualquiera de los métodos conocidos, o sea comienza el período de interrupción



(fin del período de prearco y comienzo del lapso de arco) antes del instante en el que se produciría el pico.

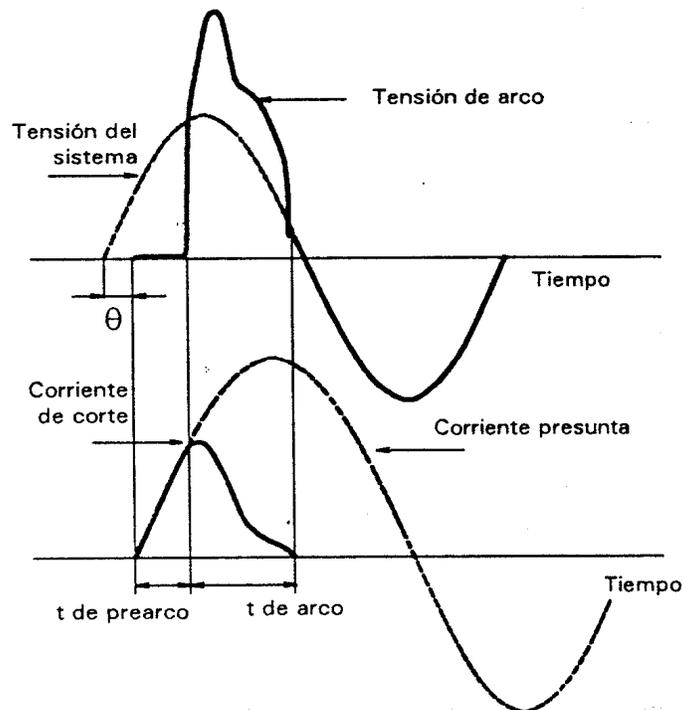


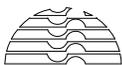
Fig. Oscilograma de operación de un fusible limitador

Esta es una de las principales ventajas del fusible frente a otros dispositivos de protección, ya que los esfuerzos electrodinámicos son proporcionales al cuadrado del valor de cresta de la corriente, de manera que si se impide que alcance éste valor, los dispositivos y equipos recorridos por ella, pueden ser menos robustos y por lo tanto más económicos.

Cuando se trata de un fusible del tipo limitador de la corriente, el fabricante de indicar cual es el valor máximo (de cresta o pico) que su fusible permitirá pasar por el circuito protegido. Dicho pico, para un fusible de determinadas características y a la tensión nominal, depende de la corriente de falla, la que a su vez puede desglosarse en dos elementos: valor eficaz simétrico y grado de asimetría. De estos dos elementos, el valor eficaz simétrico está determinado por las constantes físicas del circuito, o mejor expresado, el máximo está fijado por la impedancia del circuito, pudiendo ser menor, según el tipo de falla y la impedancia de arco o dl desperfecto propiamente dicho. En cambio el grado de asimetría está regido por el azar.

A medida que el valor eficaz simétrico es mayor, la corriente crece con mayor rapidez, o sea su pendiente es más elevada, por lo tanto se requerirá menos tiempo para alcanzar un determinado valor de energía específica. El grado de asimetría afecta también el valor del pico máximo, pues si la corriente es totalmente simétrica su cresta se presentará un cuarto de ciclo después de haberse producido la falla, en cambio si es asimétrica el pico se producirá entre un medio y un cuarto de ciclo y su valor en el peor de los casos podrá alcanzar 1,6 veces el de pico de la simétrica.

El fabricante se ve obligado en consecuencia a construir curvas cuyos puntos provienen de



determinar experimentalmente el máximo pico posible para cada valor de corriente eficaz, independientemente del grado de asimetría, que solo depende del momento de conexión, o sea del azar y de cada tipo de fusible. En la Fig. se muestra las características típicas de un fusible limitador de corriente.

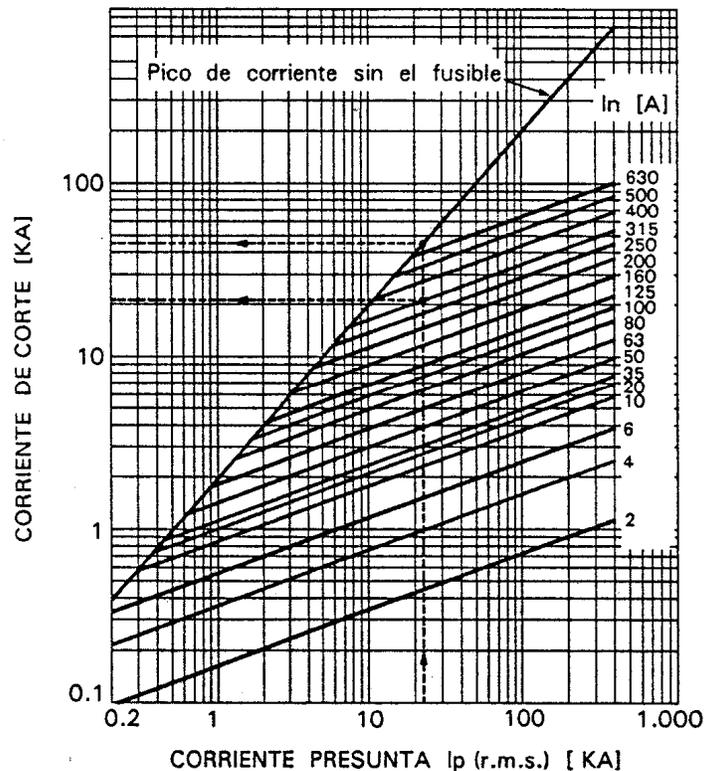


Fig. Gráfica de limitación de corriente

### .Expulsión

- **K:** Conducen hasta 200% de su  $I_n$  sin daños
- **T:** Más lentos que los K
- **Sft:** Provisto de elemento dual; no actúan ante fallas temporarias en trafos.
- **MN241 AYEE:** Conducen hasta el 130% de su  $I_n$  sin daños.

### COORDINACIÓN ENTRE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

En la coordinación de las características tiempo-corriente de los distintos tipos de dispositivos de protección, deben emplearse los siguientes criterios básicos:

1. La protección principal debe despejar una falla permanente o temporaria antes de que opere la protección back-up, o continuar operando hasta que el circuito sea desconectado. Sin embargo, se verá luego el caso especial de coordinación entre un reconector y un fusible.
2. La pérdida de suministro causada por una falla permanente debería restringirse a la menor parte posible del sistema por el tiempo más corto posible.



## Coordinación fusible-fusible

El mecanismo inicial de operación de un fusible es la fusión del elemento. Este mecanismo depende de los tres siguientes factores:

- Magnitud de la corriente
- Duración de la corriente
- Propiedades eléctricas del elemento

La característica del fusible es definida en realidad por dos curvas: la de mínimo tiempo de fusión y la de tiempo total de despeje (fig. 61):

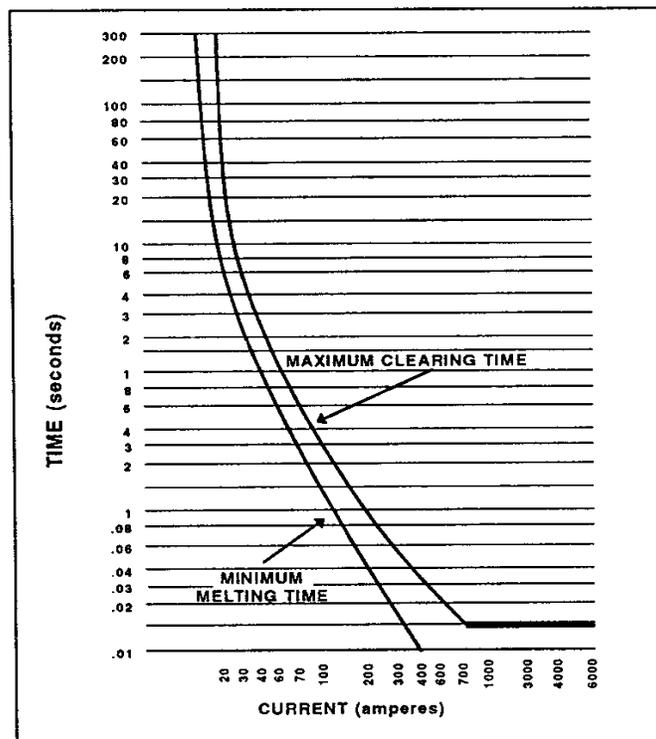


Fig. 61 Curvas de tiempo mínimo y máximo de fusión

La curva de mínimo tiempo de fusión se elabora mediante tests eléctricos. La magnitud de la corriente y el tiempo que toma para fundir son registrados y plotteados. Luego se traza una curva ajustada a los puntos obtenidos representando una curva promedio de fusión. Luego se subtrae el 10% a los tiempos, y la curva obtenida así se denomina "de tiempo mínimo".

Sin embargo, el fusible tiene un tiempo de formación del arco asociado con el. Este tiempo es el que toma el fusible para interrumpir el circuito luego de que el fusible funda y se obtiene así mismo por test. Los tiempos de arco, los cuales se registran para diferentes magnitudes de corriente, se suman al "máximo tiempo de fusión" (110% del tiempo promedio de fusión). La curva resultante se denomina "de tiempo total de despeje".



Estas dos curvas son los extremos de las características del fusible y son las curvas publicadas por los fabricantes.

La coordinación de dos fusibles (uno de lado fuente y otro de lado de carga) se lleva a cabo comparando las curvas respectivas. Para una falla delante del fusible (1) del lado carga hay que asegurar que este funda primero que el fusible (2) del lado fuente. Para ello, es práctica común tomar las condiciones más desfavorables; es decir, tomar la curva de mínimo tiempo de fusión para (2) y la de tiempo total de despeje para (1) (fig. 62). Para todas las corrientes de falla la curva de (2) debe quedar por arriba de la de (1). Un criterio ampliamente utilizado establece que el tiempo total de despeje del principal no debe exceder el 75% del tiempo mínimo del fusible back-up. Este factor compensa los efectos tales como corriente de carga, temperatura ambiente, o fatiga del elemento fusible causada por el efecto de calentamiento de corrientes de falla que han pasado por el fusible pero no han sido lo suficientemente elevadas para fundirlo

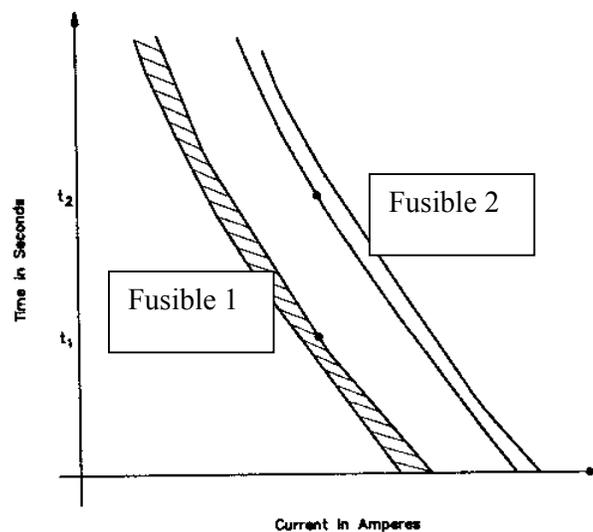


Fig. 62 Criterio de coordinación de fusibles  $t_1 < 0.75 t_2$

### ***Coordinación reconectador-fusible***

El procedimiento para coordinar un reconectador lado fuente y un fusible lado carga se lleva a cabo teniendo en cuenta las siguientes reglas:

- El tiempo mínimo del fusible debe ser mayor que la curva rápida del reconectador.
- El tiempo total del fusible debe ser menor que la curva lenta del reconectador; el reconectador debe tener al menos dos o más operaciones con retardo para evitar la pérdida de servicio en caso que el reconectador dispare cuando el fusible opera.

La aplicación de estas dos reglas se ilustra en la fig. 63.



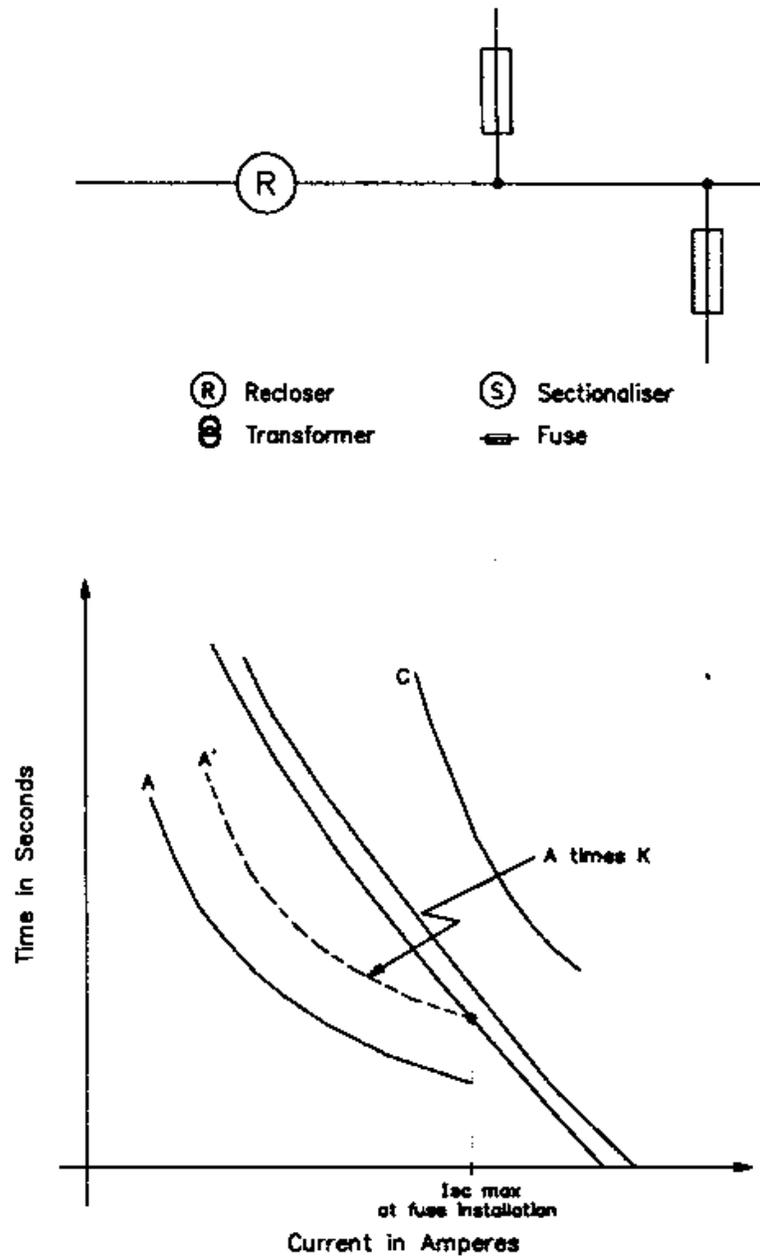


Fig. 63 Criterio de coordinación fusible lado carga – reconector

### *Coordinación reconector-seccionalizador*

También mediante el uso de seccionalizadores y reconectores se consigue una función de reconexión económica y desenganches definitivos y selectivos. En la fig. 64 se observa un ejemplo con un sistema análogo al anterior. Frente a una falla F abre el reconector en curva A (aunque ahora no interesa realmente la velocidad de operación) y el seccionalizador cuenta una interrupción de la corriente de falla pero no opera.



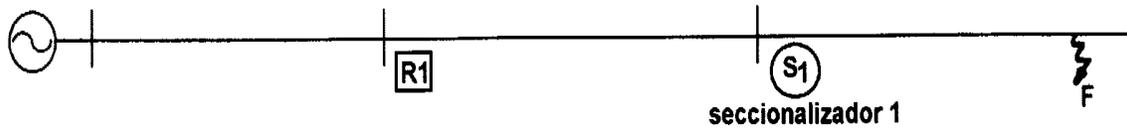


Fig. 64 Coordinación entre reconectores y seccionador

El reconectador vuelve a conectar y si la falla persiste abre nuevamente, contando el seccionador la segunda interrupción de la corriente de falla, pero tampoco en este caso opera. Si también ahora la falla persiste, el reconectador abre por tercera vez y el seccionador cuenta la tercera interrupción de la corriente de falla. Sin embargo como el seccionador debe estar preparado para abrir luego de contar un número de interrupciones de corriente de falla una vez menor que el número total de aperturas del reconectador (en este caso el reconectador está programado para 4 aperturas), aquél abre el circuito en falla. El reconectador vuelve a conectar entonces, quedando el resto del sistema en servicio.

### Coordinación relé-fusible

En el caso de que se intercale un relé (2) entre los fusibles (1) de lado carga y (3) de lado fuente, la curva utilizada de temporización del relé debe quedar por arriba de la curva de máximo tiempo de fusión de (1) y por debajo de la curva de mínimo tiempo de fusión de (3).

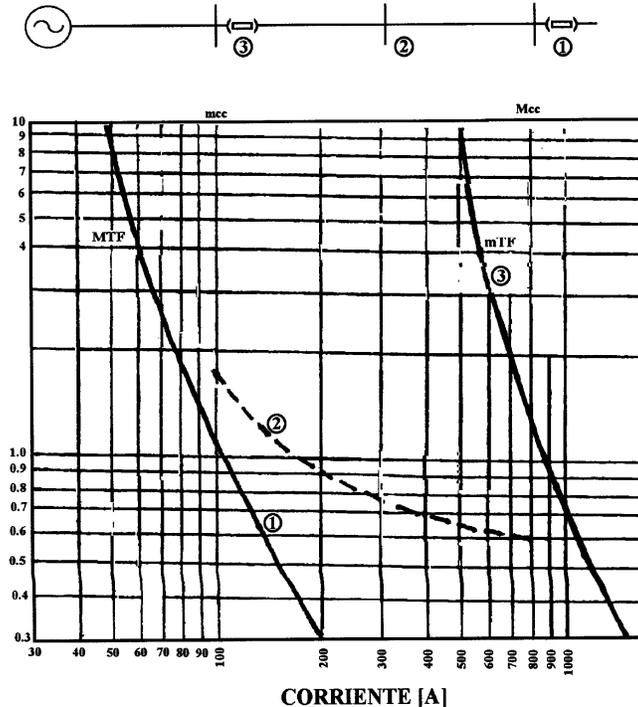


Fig. 65 Coordinación relé-fusible



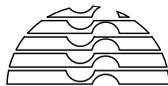


**CURSO**

**OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

***TEMA:***

**AUTOMATISMOS**



**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN  
FACULTAD DE INGENIERÍA**

CONICET



---

INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**Montevideo, Uruguay, Diciembre de 2016**

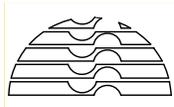


**CURSO**

**OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**TEMA:**

**AUTOMATISMOS**



**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN  
FACULTAD DE INGENIERÍA**

CONICET



---

INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

*Autor: Dr.-Ing. Eduardo A. Orduña*

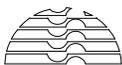
**Montevideo, Uruguay, Diciembre de 2016**



# **AUTOMATISMOS**

## **CONTENIDO**

- 1. SINCRONIZACION DE GENERADORES**
- 2. RECIERRE AUTOMÁTICO DE LÍNEAS**
- 3. CONEXIÓN AUTOMÁTICA DE LA ALIMENTACIÓN DE RESERVA**
- 4. CORTE DE CARGA POR FRECUENCIA**
- 5. DESCONEXION AUTOMATICA DE GENERACION (DAG)**



## 1. SINCRONIZACION DE GENERADORES

Para reducir los efectos de las fallas es conveniente lograr la sincronización rápida de generadores de reserva y el restablecimiento de la operación sincrónica de las partes seccionalizadas del sistema.

La **sincronización precisa de generadores** se efectúa cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- la frecuencia del generador es casi igual a la del sistema (con deslizamiento  $S = 0.3$  a  $0.4\%$ )
- las tensiones son prácticamente iguales,
- la conexión se hace cuando las tensiones están en fase

Ello implica la ausencia de altas corrientes, fluctuaciones de tensión u oscilaciones de potencia. Sin embargo, esta sincronización es difícil de lograr manualmente, por lo que es recomendable utilizar un dispositivo de sincronización automática. En este dispositivo se comprueban las igualdades de las frecuencias y las tensiones (dentro de cierto intervalo de error) y, cuando se cumplen, se envía un pulso para la conexión, en el momento en que la tensión en los bornes del generador tiene un ángulo de valor cercano al de la tensión del sistema. El pulso se genera con cierto adelanto, para tener en cuenta el tiempo de cierre del interruptor.

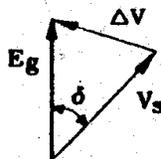


Fig. 1. Sincronización precisa de generadores

Dentro de las funciones de protección vistas, está la número 75 o Synchronous-check que es el relé que verifica que se cumplan las condiciones que se han enumerado anteriormente, y forma automática envía una orden de cierre al interruptor de enlace correspondiente.

## 2. RECIERRE AUTOMÁTICO DE LÍNEAS

El recierre automático, como su nombre lo indica, origina la reconexión automática de elementos del sistema. Su utilización es recomendable en líneas (aéreas o cables), barras y transformadores. Las normas de operación por lo general estipulan el recierre manual inmediato de los interruptores de estos elementos después de su disparo por acción de la protección, cuando no hay recierre automático.

Los tipos principales en que pueden subdividirse los dispositivos de recierre automático son los siguientes:



- a) Trifásico (tripolar) y monofásico (monopolar).
- b) Simple (de un cierre) y múltiple (de varios cierres).
- c) De alta velocidad (menos de 0.5 s) y con retardo de tiempo.
- d) Con o sin control de tensión en el elemento de reconectar.
- e) Con sincronización y asincrónico.

Se conoce como eficiencia del cierre automático la relación entre el número de recierres exitosos y el número total de recierres; la efectividad del recierre es la relación entre el costo del daño que evita anualmente y el de su instalación y mantenimiento.

El tiempo de operación del dispositivo de recierre automático es el comprendido entre el momento del arranque del dispositivo y el de la emisión de la señal de recierre, el tiempo de operación del recierre automático incluye a su vez el tiempo del dispositivo y el tiempo de cierre del interruptor. Se denomina intervalo sin potencia o sin corriente al tiempo comprendido entre el momento de la extinción del arco por el interruptor y el momento en que se restablece la corriente en el circuito.

En líneas aéreas los valores mínimos admisibles de intervalos sin potencia, que permiten la deionización de la zona del arco de la falla son de 0.15 a 0.2 s para 110 kV, y de 0.35 a 0.4 s para 500 kV. Para estos tiempos el recierre es exitoso en más del 50% de los casos, y para tiempos mayores, la eficiencia es aún más alta. En realidad los interruptores más difundidos tienen tiempos de cierre de 0.50 a 1.2 s, y los tiempos de los dispositivos de recierre automático son de 0.3 a 0.5 s. Se ha demostrado, además, que con estos tiempos de recierre puede despreciarse la contribución de los motores de carga al sostenimiento del arco.

El número de recierres depende de la probabilidad existente de que el cortocircuito transitorio no se elimine en el primer recierre, así como de las características técnicas del interruptor. En cuanto al primer aspecto, el recierre múltiple se justifica solamente en líneas, ya que en otros equipos puede incluso ser perjudicial. Esto puede verse de las estadísticas de varios países, que reflejan los siguientes valores porcentuales de operaciones efectivas del recierre para líneas aéreas: Primer recierre: 60 a 75%; segundo recierre: 10 a 15%; tercer recierre: 1.5 a 3%. De acuerdo con estas cifras, en los distintos países se utilizan 2 ó 3 recierres en líneas.

El recierre múltiple impone a los interruptores una operación severa y reduce los períodos entre mantenimientos. El interruptor debe tener, además, capacidad para admitir el recierre múltiple, y el tiempo de recierre debe ser tal que admita el restablecimiento de la presión de aire. En interruptores en aceite el tiempo de recierre debe permitir que se restablezca su mecanismo de cierre después del disparo.

De todo lo anterior se deduce que los tiempos de los equipos de recierre múltiple deben estar en los intervalos siguientes:

- Primer recierre: 0.3 a 2 s
- Segundo recierre: 10 a 15 s
- Tercer recierre: 1 a 5 minutos



### - Recierre automático monofásico

Este tipo de recierre es el más común en líneas de alta tensión y constituye una alternativa posible para las líneas de enlace simples (sobre todo las cargadas), ya que durante la apertura de una sola fase se mantiene la transferencia de potencia (reducida aproximadamente al 67 %), lo que aumenta considerablemente los límites de estabilidad.

La operación es generalmente de la forma siguiente: para cortocircuitos de una línea a tierra (que son las más frecuentes), la protección dispara solamente la fase involucrada, la cual es posteriormente recerrada, y, si la falla persiste, el disparo subsiguiente es trifásico y sin recierre. A partir de allí el personal de operación decide si opera o no al sistema con esa fase provisionalmente abierta.

Este recierre tiene, no obstante, las siguientes desventajas fundamentales:

- a) Necesita interruptores de acción monopolar, que son más complejas y caros que los tripolares.
- b) Requiere protecciones más complejas, capaces de detectar las fases involucradas en la falla.
- c) Su esquema es más complejo.

### 3. CONEXIÓN AUTOMÁTICA DE LA ALIMENTACIÓN DE RESERVA

Para elevar la fiabilidad del suministro eléctrico, la alimentación a los consumidores se hace desde dos o más fuentes en el sistema eléctrico; sin embargo esto complica la protección e incrementa los niveles de cortocircuitos (lo que implica mayores daños y menores tensiones residuales, entre otros problemas).

La operación seccionalizada del sistema elimina estos problemas, pero reduce su fiabilidad; esto puede resolverse con la conexión automática de la alimentación de reserva. En condiciones normales las fuentes de reserva pueden estar desconectadas, o estar conectadas sin carga o parcialmente cargadas.

La conexión manual de estas fuentes provoca interrupciones prolongadas de servicio, que pueden afectar seriamente los procesos productivos. Una interrupción de unos 30 s de duración en una planta puede provocar su salida de servicio por varias horas; interrupciones del orden de varios segundos en ciertos procesos químicos pueden implicar hasta un día de parada de la fábrica o el riesgo de una explosión. Con la conexión automática de la reserva las interrupciones pueden restringirse a tiempos de 1 a 2 s.

Es conveniente que al conectarse automáticamente la reserva se acelere la operación de la protección (como se hace en el recierre automático), por si la falla persiste. Es también recomendable combinar la conexión automática de la reserva con el recierre automático. De esta forma, para una falla en la barra de la fuente, los consumidores se transfieren automáticamente a la fuente de reserva, pero para una falla en la barra de carga, se bloquea la conexión automática, y se efectúa el recierre automático del alimentador o barra fallados. Por ejemplo, si opera la protección diferencial o de detección de gas de un transformador, entra en funcionamiento la conexión automática de la reserva y se opera al



respaldo para fallas externas al transformador, se pone en acción el recierre automático.

En líneas aéreas esta combinación también da buenos resultados: para falla en línea, si el recierre no es exitoso, la línea se desconecta en el extremo de recepción y la carga se transfiere automáticamente a otra línea de reserva, que alimentaba su propia carga.

La conexión automática se aplica también a mecanismos importantes de un proceso productivo determinado (con ello se evita que tengan que estar funcionando en vacío), tales bombas de alimentación de agua a calderas, por ejemplo. También se utiliza para la conexión de la iluminación de emergencia y de circuitos de comunicación y control.

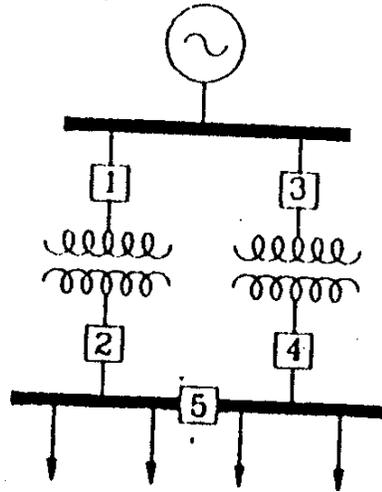
Las estadísticas indican que las operaciones exitosas de la conexión automática de la reserva son del orden del 90 al 95 % del total. Su eficiencia depende de la rapidez con que se restablece el proceso productivo, la que a su vez está relacionada con la duración de la interrupción del servicio. En esto tiene gran influencia el problema de si los motores pueden o no arrancar exitosamente al restablecerse el suministro eléctrico.

En la figura 7 se presenta el diagrama de una subestación compuesta por dos transformadores alimentados desde una barra común, que puede servir como base para ilustrar la aplicación combinada de la conexión automática de la reserva y el recierre automático.

Existen tres variantes posibles de operación de este esquema: a) operación seccionalizada, con el interruptor 5 abierto y cada transformador con su propia carga; b) alimentación de toda la carga con un transformador, y el otro en reserva (2 o 4 abierto y 5 cerrado); c) ambos transformadores en paralelo (2,4 y 5 cerrados).

En este esquema se utiliza la conexión automática de la reserva, que se pone en funcionamiento por la operación de las protecciones diferenciales y de detección de gas de los transformadores, y que actúa sobre los interruptores 2,4, y 5. Se utiliza también el recierre automático de los interruptores 1 y 3, que se pone en servicio por la protección de respaldo de los transformadores.





**Fig. 7 Aplicación combinada de la conexión automática de la reserva y el recierre automático.**

La operación del esquema es la siguiente: cuando se disparan los interruptores 2 ó 4 por cualquier causa (incluyendo falla en barra), en 1.5 a 2 s ocurre el cierre de 5 y el de los interruptores del transformador de reserva, si no estaban cerrados. se dan tiempos distintos a los recierres de los tres interruptores para proteger la batería.

Si se desea operar los transformadores en paralelo también es posible utilizar la conexión automática de la reserva bajo la condición de que para un cortocircuito en una de las secciones de barra abra primero el interruptor 5 que el 2 o el 4, con lo que el esquema queda seccionalizado. La otra posibilidad es utilizar recierre automático en cada transformador, controlando por su protección de respaldo.

#### 4. CORTE DE CARGA POR FRECUENCIA

En el régimen normal de operación de un sistema eléctrico existe un balance entre las potencias generadas ( $P_G$ ) y consumida ( $P_C$ ) que, considerando las pérdidas dentro de la potencia consumida, puede expresarse:

$$P_G = P_C$$

Cuando hay exceso o déficit de generación aparece un desbalance:

$$\Delta P = P_G - P_C$$

Este desbalance afecta la velocidad de las máquinas y la frecuencia; el mantenimiento de la frecuencia nominal se asegura mediante los reguladores de las turbinas. El déficit de potencia puede eliminarse siempre que haya una reserva móvil (también denominada caliente) de energía disponible, o sea, si las turbinas no están totalmente cargadas antes de la falla y si sus reguladores no limitan los incrementos de potencia; si no existe esa reserva, las máquinas se frenan.



Con la reducción de frecuencia baja también la carga, lo que reduce  $\Delta P$  hasta que se hace cero para un valor final  $f_f$  de frecuencia, para el cual se cumple:

$$P_{G_f} = P_{c_f}$$

La reducción de frecuencia resultante está dada por:

$$\Delta f = f_1 - f_f$$

El déficit inicial puede expresarse por:

$$\Delta P (\%) = K \Delta f (\%) \quad (7)$$

donde:

$$\Delta P (\%) = \frac{P_G - P_c}{P_c} (100) \quad (8)$$

$$\Delta f = \frac{f_1 - f_f}{f_f} (100) \quad (9)$$

y K es el coeficiente de regulación de la carga, que caracteriza la variación de la carga con la frecuencia, y depende del tipo de carga, así como de la hora, día y época del año; su valor oscila entre 1 y 3.5, con un valor medio comprendido entre 2 y 2.5.

La reducción de frecuencia puede provocar los problemas siguientes: Para  $f < 49.5$  Hz: vibración en algunas turbinas; para  $f < 49$  Hz: plena apertura de las válvulas de admisión de las turbinas, lo que lleva a los generadores a plena carga. Con la disminución de frecuencia también se reduce la excitación de las máquinas, lo que provoca disminución de tensión; esto puede originar una avalancha de tensión, que, combinada con la de frecuencia, afecta seriamente el sincronismo del sistema.

La función del corte o alivio de carga por frecuencia (CCF) es evitar que la frecuencia llegue a un valor crítico cuando hay un déficit de potencia, mediante la desconexión de parte de la carga. De esta forma el suministro a la mayoría de los consumidores se interrumpe y a las cargas desconectadas puede restablecerse el suministro en un plazo breve.

## 5. DESCONECION AUTOMATICA DE GENERACION (DAG)

Dentro de las especificaciones del ENRE y Secretaría de Energía para garantizar un funcionamiento seguro del SADI se encuentra la ejecución por cuenta y orden de los Agentes del MEM de trabajos de montaje, modificación, ampliación y/o auditorías de equipos de control y protección en instalaciones de los Agentes del MEM por necesidades



operativas y de seguridad. Para el cumplimiento de ello CAMMESA puede realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que sean correspondientes cuidando en todo momento de propender a garantizar la transparencia y equidad de las decisiones que afecten al MEM y prestar servicios relacionados con las actividades aludidas y en particular, sin que ello implique limitación, proveer servicios de consultoría.

Puntualmente, en vistas a minimizar la probabilidad de pérdida de la estabilidad del sistema ante contingencias graves, se acude normalmente a las siguientes medidas de protección y control del SADI, también llamadas medidas estabilizantes:

- a) sistemas de control de excitación de generadores y estabilizadores (PSS),
- b) Desconexión Automática de Generación (DAG)
- c) control de tensión en la red de transporte de 500 kV,
- d) desconexión de carga para control de desbalances de generación -demanda y para evitar la pérdida de sincronismo (interdisparo a la carga, relés de derivada, etc.)
- e) protecciones para acelerar la desconexión de líneas ante pérdida de sincronismo en forma selectiva.
- f) control de tensión en la carga remanente luego de la desconexión de altos porcentajes de carga.
- g) otros recursos estabilizantes.

En forma particular interesa aquí discutir el tema de la DAG.

## 5.1 ASPECTOS GENERALES

Los sistemas DAG son utilizados para desconectar generación en forma automática cuando por pérdida de un vínculo o desconexión imprevista de carga se produce un desbalance de energía que obliga a reducir el número de unidades de generación.

Los sistemas DAG demandan la provisión e instalación de estaciones maestras (o master) dual redundantes y de controladores lógicos programables (PLC) como estaciones remotas en subestaciones y centrales generadoras.

La tarea abarca además, la programación de los PLC para detectar la pérdida de elementos del sistema de transmisión correspondiente y la instalación de las interfaces de los PLC con los controles e instrumentos de los tableros, el suministro de relés repetidores de estados, los relés intermediarios de control, y los transductores de las variables del sistema.

El trabajo incluye pruebas y mediciones para determinar el tiempo total de respuesta entre el momento en que en una subestación se produce un evento que llevará a la desconexión de generación y la iniciación de la orden de disparo y la interrupción de la corriente de carga en el interruptor del circuito de generación, en diferentes centrales de generación.



## 5.2 CONTROLADORES LOGICOS PROGRAMABLES (PLC)

Este elemento es el más importante de los componentes de los sistemas DAG. Un PLC es un dispositivo utilizado para controlar; este control se realiza en base a una lógica definida la cual a su vez es implementada por medio de un programa.

Esto último lo diferencia del resto de los dispositivos capaces de controlar a través de la ejecución de una lógica. El PLC luego recibe señales de entrada (datos) y en base a un programa (listado de instrucciones) entrega señales de salida (fig. 1).

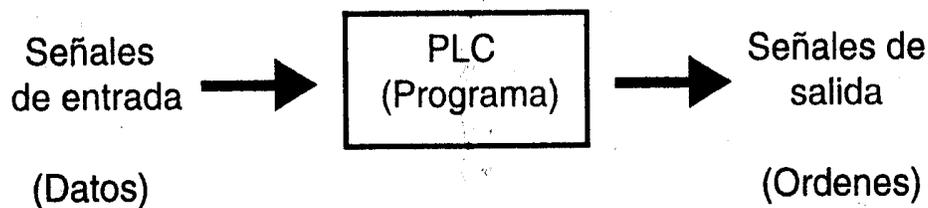


Fig. 1 Función de un PLC

## 5.3 Ventajas de su utilización

El programa ocupa un lugar importante en el PLC reemplazando a la lógica cableada del tablero o los circuitos impresos del sistema electrónico, confiriendo al PLC una gran flexibilidad y por lo tanto:

- menor tiempo de trabajo de conexiones a realizar en la puesta en marcha y ajuste del sistema
- facilidad de realizar cambios durante la operación del sistema controlado, pudiendo cambiar la lógica completa si fuera necesario.

Adicionalmente la tecnología moderna de fabricación de los PLC garantiza periodos de vida útil de los mismos que están en el orden de los 60 años.

## 5.4 Tipos de señales

Una señal es toda información proveniente del sistema presentada en forma eléctrica al PLC como una tensión o una corriente. La misma puede ser analógica o digital (fig. 2).



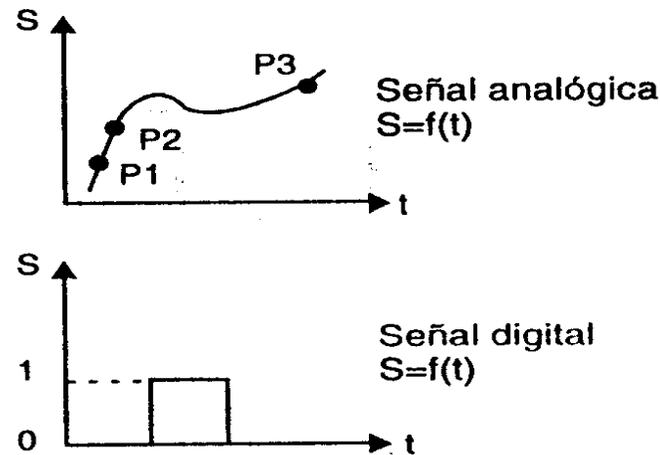


Fig.2 Señales

Las señales de entrada al PLC son generadas por sensores y las señales salida por actuadores.

Los sensores comunican al PLC la información sobre los estados del sistema controlado (tipos: pulsador, llave selectora, llave rotativa digital, comutadoras, finales de carrera, sensores inductivos-capacitivos, sensores infrarrojos, sensores de flujo, etc..)

Los actuadores son elementos cuya actuación produce cambios en el estado del sistema (tipos: contactores, electroválvulas, señalizadores, variadores de velocidad, interruptores de potencia, etc..).

## 5.5 Configuración básica

En el diagrama de bloques de la fig. 3 se muestra el esquema de una configuración de PLC:

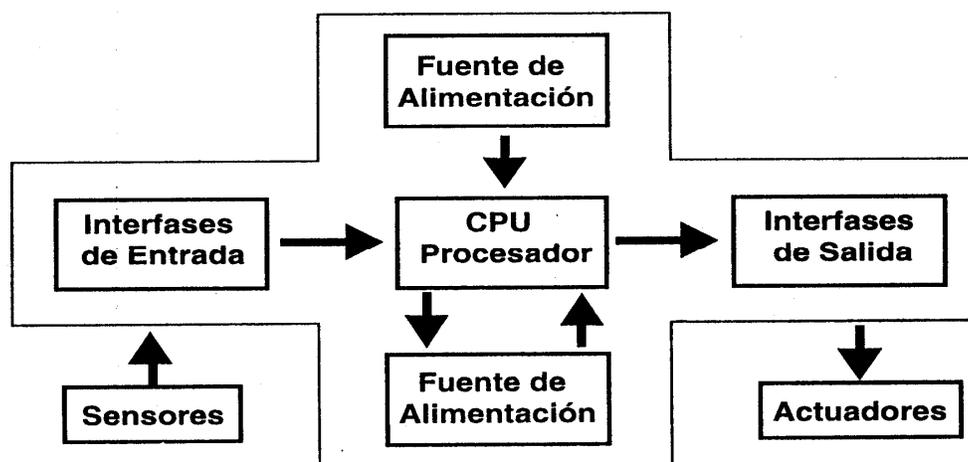


Fig. 3 Configuración de PLC

La CPU es el cerebro del PLC y está encargado de realizar todas las operaciones lógicas.



Las interfases de entrada y salida sirven para adaptar las señales eléctricas provenientes de los sensores en valores de tensión o corriente que maneja el procesador. En el módulo de entrada las señales entrantes al PLC son convertidas en binarias 0 ó 1 y transferidas al CPU (fig. 4).

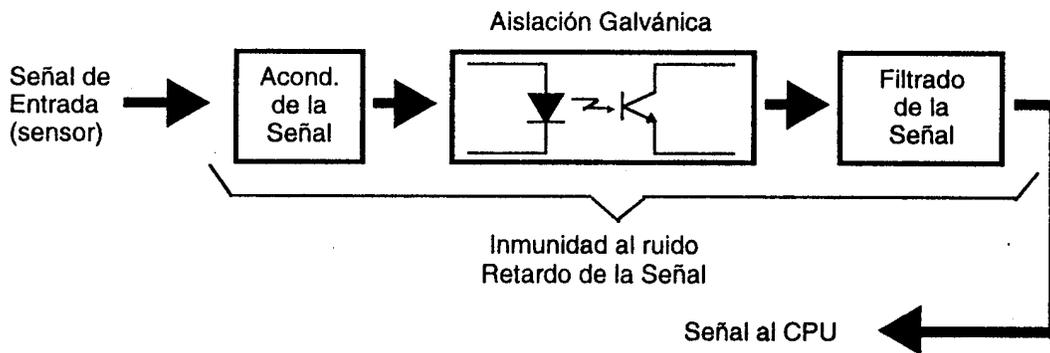


Fig. 4 Módulo de entrada

Los medios alternativos de programación del PLC son por cargador de programa (programador) o por computadora personal a distancia y pueden formarse redes de PLC para determinada función (fig. 5).

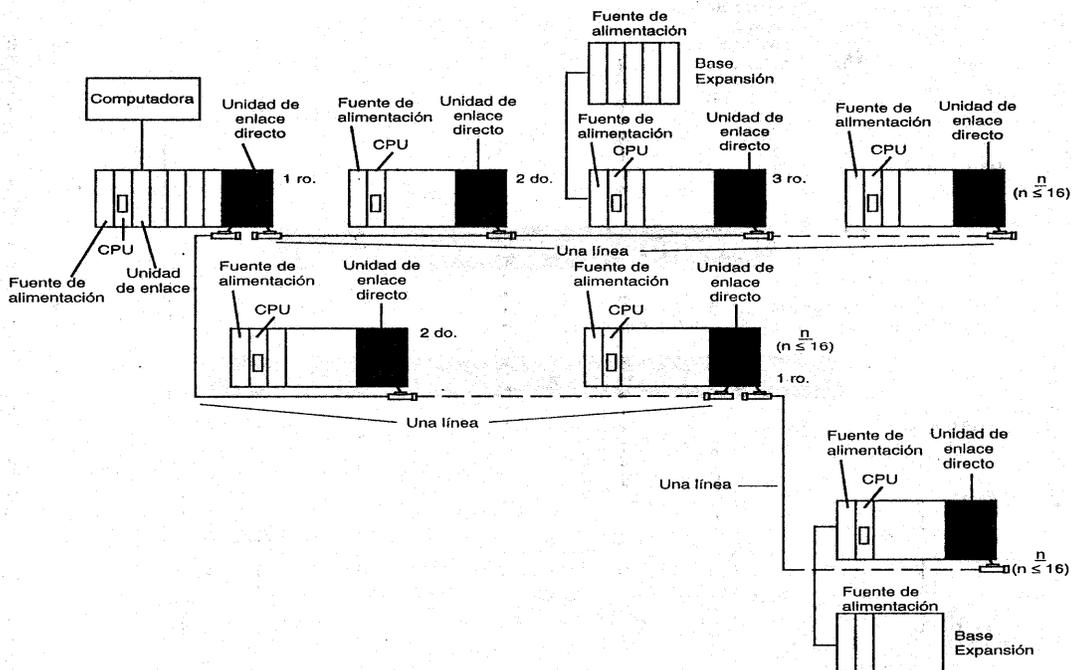


Fig. 5 Red de PLC



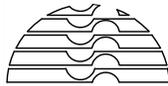


**CURSO**

**OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

***TEMA:***

**ANÁLISIS DE PERTURBACIONES**



**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN  
FACULTAD DE INGENIERÍA**

CONICET



---

INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**Montevideo, Uruguay, Diciembre de 2016**

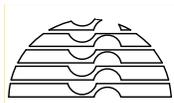


## CURSO

### OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

## TEMA:

### PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELECTRICOS, AUTOMATISMOS Y ANALISIS DE PERTURBACIONES



### FUNDACIÓN UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN FACULTAD DE INGENIERÍA

CONICET



---

INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

*Autor: Dr.-Ing. Eduardo A. Orduña*

**Montevideo, Uruguay, Diciembre de 2016**



## **ANALISIS DE PERTURBACIONES**

- 1. INTRODUCCION**
- 2. RESPONSABILIDADES DE LOS CENTROS DE OPERACIONES**
- 3. INFORMACIÓN A REGISTRAR**
- 4. PROCESO DEL ANÁLISIS DE PERTURBACIONES**
- 5. ACCIONES**



## 1.- INTRODUCCION

En sus Procedimientos, CAMMESA establece una metodología de registro de información y de análisis de las perturbaciones que ocurran en el SADI con el objetivo de que queden determinadas sus causas, consecuencias y las medidas adoptadas para evitar la repetición de las perturbaciones, fundamentalmente aquellas que se produzcan en o afecten a instalaciones del Transportista en Alta Tensión, de los Transportistas por Distribución Troncal y de los Generadores.

Cuando se produce una perturbación en el SADI o en una o más áreas, que provoca ya sea cambios topológicos en la red y/o variaciones de frecuencia y/o tensiones fuera de los rangos admisibles, se deben determinar sus causas y evaluar sus consecuencias con el propósito de analizar la normalización del sistema, asignar responsabilidades, determinar indisponibilidades de equipos, informar a los agentes del M.E.M., recabar datos para fines estadísticos y analizar las actuaciones de los equipamientos y el personal involucrado con el fin primordial de mejorar su funcionamiento en el futuro y, en consecuencia, la calidad de servicio del suministro.

Además es necesario realizar estas tareas en tiempos mínimos ya que es un requerimiento de los Agentes del MEM, ser informados de lo ocurrido luego de una falla para, principalmente, conocer las posibles limitaciones que pudiesen surgir como consecuencia de la misma (de los Generadores, si tendrán limitaciones a su despacho, los Distribuidores si habrá restricciones al suministro y los Grandes Usuarios si tendrán limitaciones al consumo para su producción).

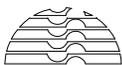
Para todo ello es imprescindible contar, en tiempo y forma, para cada perturbación producida, con todos los datos, secuencia de operaciones, actuación de protecciones y equipos de maniobra, equipamiento de control, etc.

Con todos estos elementos de juicio disponibles, el Transportista (Distribuidor y/o Generador cuando la perturbación no involucre al sistema de transporte) debe realizar un análisis exhaustivo de cada perturbación y confeccionar INFORMES DE PERTURBACIÓN con los criterios e instrucciones indicados por CAMMESA.

## 2.- RESPONSABILIDADES DE LOS CENTROS DE OPERACIONES

### IDENTIFICACIÓN DE ABREVIATURAS:

- CO :** Centros de Control de Operaciones de los Agentes
- COD :** Centros de Control de Operaciones de Distribuidores
- COG :** Centros de Control de Operaciones de Generadores
- COT :** Centros de Control de Operaciones de TRANSENER
- COTDT :** Centros de Control de Operaciones de Transportistas por Distribución Troncal o Distribuidores que prestan la Función Técnica de



## Transporte (FTT)

**COC :** Centro de Operaciones de CAMMESA

Los COT y COTDT de las áreas afectadas por la perturbación son los únicos responsables ante CAMMESA respecto del total esclarecimiento de los motivos que originaron la situación de contingencia, salvo que la misma se haya originado y producido efectos sólo en el área de un Distribuidor y/o un Generador, en cuyo caso la responsabilidad será del COD o COG correspondiente.

Pertenecen al área afectada por una perturbación, todos los subsistemas donde la contingencia produzca al menos algunos de los siguientes efectos:

- Cambio de configuración del Sistema de Transporte.
- Imposibilidad de abastecer parte o la totalidad de una demanda.
- Restricciones y/o reprogramación de generación.
- Señalización y/o actuación de protecciones.

Como consecuencia de toda perturbación, los COT, COTDT, COG y COD deberán emitir informes como está indicado en el punto 4. Si la perturbación involucra a más de una Transportista, deberá ser realizado un único informe coordinado por una de ellas, sin que por ello dejen de valer las responsabilidades particulares.

La responsabilidad de CAMMESA es analizar, aprobar y difundir los **INFORMES FINALES DE PERTURBACIONES** elaborar los informes de perturbación que serán publicados en MEMNet y enviados al ENRE y mantener actualizadas las Bases de Datos de Estadísticas de Perturbaciones sobre la base de la información recibida y de acuerdo a los informes aprobados, poniendo a disposición de todos los agentes la información almacenada.

Los COD, COG, COT y COTDT deben poner a disposición del agente responsable de realizar el **INFORME FINAL de PERTURBACIÓN**, la información de lo ocurrido en su sistema, enviándole todo lo necesario para su correcta interpretación, así como también una copia de los Protocolizadores de Eventos y Osciloperturbógrafos que hubiesen actuado, con las debidas aclaraciones de qué significa cada señalización y una interpretación de las alarmas y actuaciones ocurridas.

### 3.- INFORMACIÓN A REGISTRAR

#### 3.1 Sistema de adquisición de información

Típicamente, las subestaciones modernas son completamente supervisadas y controladas por el sistema de control de la subestación (SCS con tecnología íntegramente digital ) el cual consiste de dos niveles de control:

- Control supervisor, implementado a nivel de estación
- Control a nivel campo (bay) para desde donde se protege, controla y supervisa líneas,



transformadores, etc.. en forma individual.

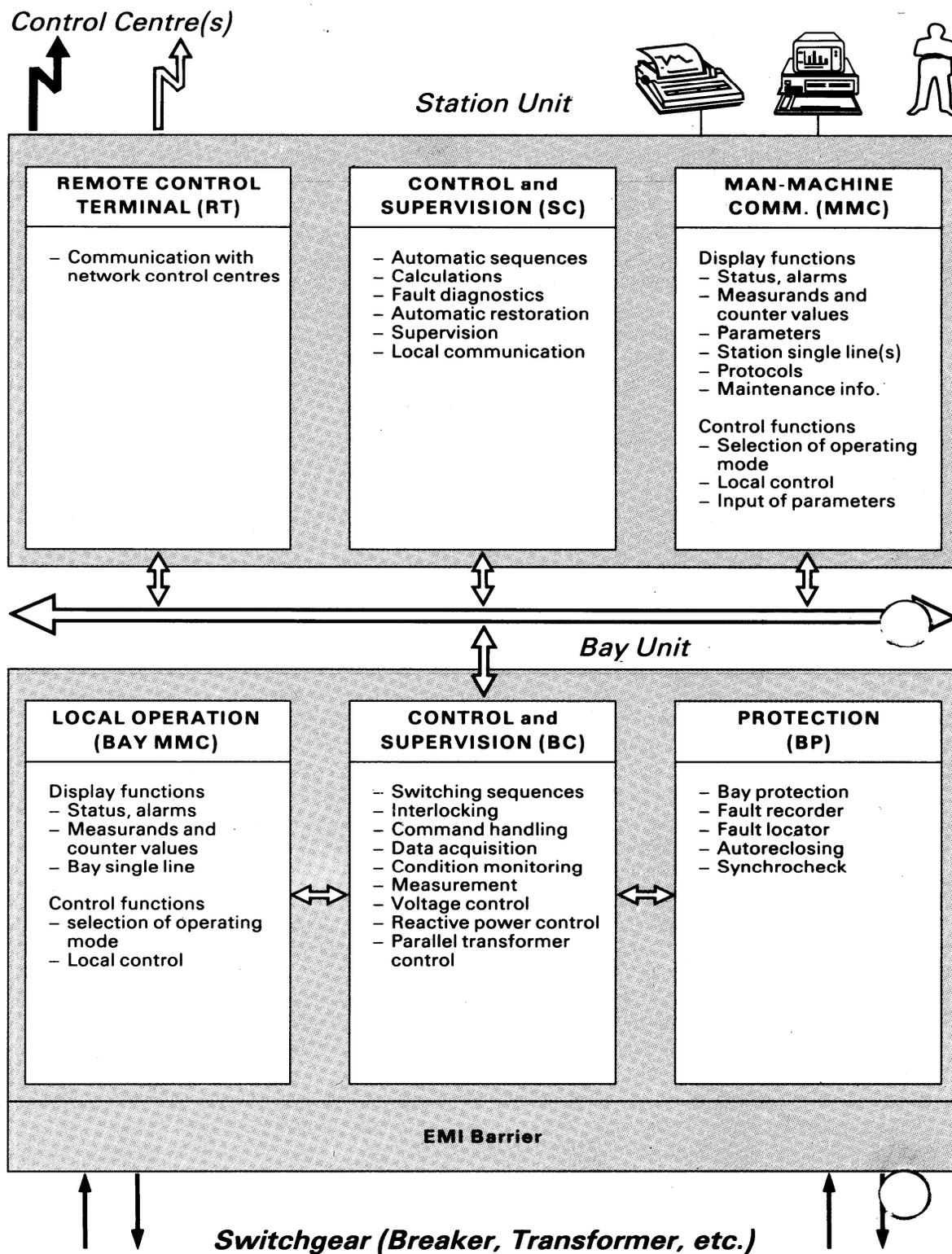


Fig. 1 Sistema de control de una subestación



**Nivel de estación**

El equipamiento a nivel de estación supervisa funciones que son comunes para toda la estación. Esto incluye la función de comunicación hombre-máquina (MMC), la función de control de estación (SC) y función de terminal remota (RT) para la comunicación con centro de control remoto de la red.

**Nivel campo (BAY)**

Las funciones referidas a un campo en particular se implementan a nivel de campo. Esto significa que la unidades a nivel campo son independientes una de otra. Se incrementa de esta manera la disponibilidad del sistema.

Dado que las funciones más importantes se localizan a nivel campo, se puede mantener la operación local de un campo aún si ocurre una falla a nivel estación. En forma inversa, una falla a nivel campo no afecta para nada a otros campos o a nivel estación. El equipamiento para cada campo está encasillado en uno o más armarios los cuales son ensamblados y testeados en la fábrica.

La opciones de diagnóstico de falla de la función SC, estado de alarmas de la función MMC, conjuntamente con el estado de alarmas de la función BAY MMC, y registrador y localizador de fallas de la función BP constituyen la fuente principal de información para inferir sobre las causas de la perturbación acontecida y sus consecuencias. Adicionalmente, esta información puede ser transmitida a centros de control de jerarquía superior, donde a partir de un sistema de adquisición de información de características similares al descrito, se puede centralizar toda la información referida a los eventos de perturbación.

**3.2 Información a registrar**

Producida una perturbación se deberá registrar como mínimo la siguiente información, la que será utilizada para los análisis, elaboración de informes y suministro de información en cada etapa definida en el punto 4:

- Causa probable de la perturbación.
- Secuencia cronológica de actuaciones (alarmas y disparos).
- Equipamiento desconectado (líneas, transformadores, equipos de compensación, etc.) y sus posibles daños.
- Desconexión eventual de generadores, indicando el estado de prefalla del mismo (P, Q y V) y sus posibles daños.
- Equipos de maniobra operados.
- Variables fuera de límites (evolución de la frecuencia y las tensiones).



- Operación de protecciones.
- Tipo de protección.
- Fase fallada
- Tiempo de actuación (en milisegundos).
- Etapa operada.
- Recierres operados
- Bloqueo por Penduleo
- Actuación incorrecta de Automatismos
- Actuación de automatismos de alivio de carga o de desconexión de generadores
- Registros oscilográficos sincronizados.
- Registros Cronológicos de Eventos sincronizados.
- Registros de comunicaciones operativas.
- Condiciones del SADI pre y post falla

Y toda aquella información que se estime necesaria para el análisis y esclarecimiento de la perturbación.

#### 4.- PROCESO DEL ANÁLISIS DE PERTURBACIONES

Se definen cuatro etapas para el análisis de una perturbación y la emisión de su informe, el que deberá ser enviado a CAMMESA dentro de los plazos estipulados a continuación:

I) Análisis en tiempo real: inmediatamente luego de sucedida la perturbación.

II) Análisis preliminar:

<b>Si la perturbación se produce</b>	<b>El informe se debe presentar</b>
<b>Después de las:</b> 0:00 hs. de un día hábil	<b>Antes de las:</b> 8:00 hs. del primer día hábil siguiente
<b>y Antes de las:</b> 8:00 del mismo día hábil	
<b>8:00 hs. de un día hábil</b>	<b>11:00 hs. del primer día hábil siguiente</b>



16:00 hs. de un día hábil 24:00 del mismo día hábil 14:00 hs. del primer día hábil siguiente

Si la perturbación se produce en un día no hábil

**El informe se debe presentar antes de las 11.00 hs. del primer día hábil siguiente**

**III) Análisis final, dentro de los 12 días hábiles de ocurrida la perturbación.**

**IV) Auditorías de perturbaciones de CAMMESA.**

En cada una de estas etapas se establece un flujo de información jerárquico entre los Centros de Control de Operaciones empresarios tal que permita una rápida identificación de la perturbación y sus medidas correctivas para lograr una operación aceptable post falla, y para efectivizar las medidas que permitan evitar, en lo posible, situaciones semejantes en el futuro.

Si la perturbación analizada provoca cambios topológicos en la red, cortes de demanda, actuación de DAG (Desconexión Automática de Generación) o DAD (Desconexión Automática de Demanda), falsas actuaciones de protecciones, normalización dificultosa y/o prolongada del sistema, su análisis abarca, por lo menos, hasta la etapa III inclusive.

En caso de que la perturbación sea simple, se pueda definir en forma clara las causas de la perturbación y no haya dudas sobre lo acontecido, sobre la actuación de las protecciones ni sobre la reposición del sistema, el análisis concluirá en la Etapa II.

#### **4.1 Etapa I: Análisis en tiempo real**

Inmediatamente luego de sucedida la perturbación, el operador del Centro de Control involucrado debe informar al COC lo ocurrido a los fines de su conocimiento e intervención. En especial, se deben informar los equipos que quedaron indisponibles debido a la perturbación y sus motivos.

El COC solicitará, de ser necesario, información adicional entre las etapas I y II para confeccionar sus Partes de Novedades.

#### **4.2 Etapa II: Análisis preliminar**

El responsable deberá enviar al **COC**, un PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIÓN y en los plazos indicados anteriormente. Así mismo cada COD del área afectada deberá enviar al COC, en los mismos tiempos, la información de los cortes de carga producidos en su área.

Con la información disponible, CAMMESA efectuará el análisis de la perturbación y comunicará vía MEMNet el INFORME PRELIMINAR dentro del primer día hábil posterior al



de la ocurrencia de la misma.

La responsabilidad de la realización del PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIÓN se determinará de acuerdo a las instalaciones afectadas por la perturbación, siguiendo el orden jerárquico, a saber:

**COG:** si la perturbación se origina en un **Generador** y no se propaga a otras instalaciones

**COD:** si la perturbación se origina en las instalaciones del **Distribuidor** o en un **Generador** afectando las redes del primero y no se propaga a las redes de Transporte por Distribución Troncal ni a la red de transporte en alta tensión. En el caso de que el área afectada involucre a más de un Distribuidor CAMMESA determinará el responsable.

**COTDT:** si la perturbación se origina en las instalaciones de un **Transportista por Distribución Troncal** o en las de un **Distribuidor** o en un **Generador** afectando las redes del primero y no se propaga a la red de transporte en alta tensión. En el caso de que el área afectada involucre a más de un Transportista por Distribución Troncal CAMMESA determinará el responsable.

**COT:** si la perturbación se origina en las instalaciones del **Transportista en Alta Tensión** o en las redes del **Transportista por Distribución Troncal** o en las de un **Distribuidor** o en un **Generador** afectando las redes del primero.

#### 4.3 Etapa III: Análisis final

Dentro de los 12 días hábiles posteriores a la ocurrencia de la perturbación, el responsable deberá elaborar y enviar al **COC**, un INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN.

El INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN será analizado y aprobado por CAMMESA, luego de lo cual será publicado en MEMNet, archivado y la información relevante pasará a conformar las "Bases de Datos de Estadísticas de Perturbaciones" dentro de los 10 días hábiles de recibido el informe, con las observaciones que se considere necesario agregar.

En caso de no ser aprobado por CAMMESA se le informará al responsable las observaciones al mismo, quien deberá presentar un nuevo informe dentro de los 7 días hábiles siguientes al rechazo.

Cuando existieran dudas sobre el comportamiento de algunos Centros de Operaciones durante la perturbación o su reposición, CAMMESA o el Centro de Operaciones responsable de la elaboración del Informe podrá solicitar copia de la desgrabación de las comunicaciones operativas que se registraron durante la misma y de los protocolizadores de cada Estación Transformadora involucrada.

De no contarse con las mismas, la prueba de las divergencias quedará a cargo del Centro de Control correspondiente, por lo cual se considera necesario que los mismos cuenten con sistema de grabación de comunicaciones con otros Centros de Control.

Si como conclusión de esta etapa se desprende que existió mal funcionamiento de algún elemento de maniobra, protección o control, el CO respectivo deberá incluir un



cronograma de las acciones correctivas a tomar. Dentro de los 10 días hábiles posteriores a los plazos indicados en el cronograma se deberá enviar a CAMMESA un informe detallando los trabajos realizados.

CAMMESA evaluará todos los antecedentes existentes sobre cada perturbación y los INFORMES FINALES realizados por los COT y COTDT con el objeto de aprobar estos últimos.

En caso de que la gravedad de la perturbación o las discrepancias entre las informaciones recibidas lo aconseje, CAMMESA podrá citar a los Agentes involucrados a una reunión para analizar la perturbación, resolver las discrepancias suscitadas y cerrar el informe final.

Toda la información utilizada para el análisis de fallas, incluyendo la transcripción de las grabaciones, estará disponible para los Agentes cuando el informe final esté elaborado.

#### **4.4.- Etapa IV: Auditorías de perturbaciones.**

CAMMESA, podrá realizar auditorías en las instalaciones de los Agentes con el objeto de:

- Obtener información para dejar debidamente aclaradas las causas y consecuencias de todas las perturbaciones ocurridas en el SADI.
- Observar las medidas correctivas utilizadas para normalizar el Sistema.
- Analizar las características y flujo de la información suministrada.
- Evaluar el estado y funcionamiento de los equipos de control y protección.
- Evaluar las responsabilidades de los Agentes en las perturbaciones registradas.
- Evaluar las acciones tomadas o a tomar por los Agentes responsables de las perturbaciones para evitar su repetición.
- Analizar el cumplimiento de las instrucciones de operación impartidas por el OED.
- Auditar el cumplimiento de las Ordenes de Servicio del COC y de los CO, aprobadas por el OED.
- Verificar que los procedimientos internos para situaciones de emergencia para el personal de los CO y de las EE TT estén actualizados, disponibles y con conocimiento de su contenido por parte del personal involucrado.

## **5.- ACCIONES**

Concluidas las etapas definidas en el punto 4, CAMMESA, sobre la base de la información obtenida, elaborará un informe de la perturbación que será publicado en MEMNet y enviado al ENRE, y contendrá:

- El Informe Final de Perturbación elaborado por el Centro de Operaciones correspondiente.
- Causas de la Perturbación.



- Comportamientos y responsabilidades de CAMMESA y de los Agentes.
- Acciones a tomar por CAMMESA y requerimientos de acciones a los Agentes.

En caso de haber existido incumplimiento de algún Centro de Operaciones de las instrucciones de operación impartidas por el OED, o que alguna parte de la red no presenta óptimas condiciones de confiabilidad en algunas circunstancias, se elevará además este informe a la Secretaría de Energía, con el reclamo correspondiente.

En el caso que el responsable de la realización de los informes no cumpliera en los plazos establecidos para su presentación y/o cualquiera de los requerimientos previstos en el punto 4, CAMMESA informará al ENRE a los fines que este decida sobre las eventuales medidas que pudieran corresponder.

### **5.1.- Acciones a tomar.**

Las acciones que deban tomar CAMMESA y los Agentes pueden ser preventivas o correctivas:

#### **5.1.1 Acciones preventivas.**

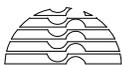
Las acciones preventivas que adopte CAMMESA deberán ser fundamentadas y dicha fundamentación informada a los Agentes.

Las acciones preventivas podrán ser, entre otras:

- CAMMESA podrá imponer, con carácter extraordinario, restricciones operativas transitorias a la capacidad de transporte, al despacho o a las operaciones de los CO con el objeto de preservar la seguridad del sistema.
- CAMMESA podrá solicitar información al ENRE sobre las normas de diseño de instalaciones y equipos de los sistemas de los Agentes (estándares de calidad).
- CAMMESA podrá requerir a los Agentes:
  - realización de estudios para evaluar el comportamiento del sistema ante las perturbaciones analizadas, incluyendo análisis de confiabilidad.
  - Información sobre los ensayos realizados sobre los equipamientos de control y protección de su sistema, y la realización de un programa de ensayos sobre los equipamientos que los requieran.
  - Información sobre los procedimientos e instrucciones internas de operación de los CO y EE TT de los Agentes
  - Información sobre mantenimiento de equipos.

#### **5.1.2 Acciones correctivas.**

Si CAMMESA considera que existen instalaciones de la red del Agente que no cumple con las normas de diseño y calidad respectivas informadas por el ENRE, advertirá a este Organismo para que eventualmente instruya al Agente para que ejecute, entre otras, las



siguientes acciones:

- \* Su pronta solución.
- \* Realización de mantenimientos preventivos y correctivos.
- \* Reparación, modificación, cambio o instalación de equipamientos de control y protección.
- \* Modificación de sistemas de supervisión, registro de información y alarmas.
- \* Revisión y modificación de las Ordenes de Servicio e Instrucciones Internas de Operación.



## ANEXO I - MODELO DEL PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIONES

El PARTE de NOVEDADES de PERTURBACIONES será un documento en el cual se informarán los hechos sucedidos, las actuaciones de las protecciones durante la perturbación y las cargas que se hubieren cortado. También incluirá las maniobras de reposición del sistema.

Este parte contendrá la cronología de eventos, las señalizaciones de las protecciones que hayan actuado en la perturbación, indicando claramente cuáles emitieron disparo a su interruptor asociado. Contendrá, además, el listado de las Estaciones Transformadoras involucradas, la carga cortada en cada una de ellas, la causa del corte y la hora de reposición de la misma ya sea parcial o total según corresponda.

El Parte de Novedades de Perturbación debe seguir el siguiente modelo:

### 1.- Referencias.

Debe indicarse fecha (dd/mm/aa), hora(hh:mm) y título de la perturbación.

### 2.- Configuración Pre-falla.

Debe hacerse una descripción de la condición de operación prefalla incluyendo la conformación topológica de la red, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

### 3.- Descripción de los sucesos en orden cronológico

En este punto se debe indicar, en forma detallada, todos los eventos producidos debido a la perturbación y sus consecuencias, indicando claramente las señalizaciones de las protecciones, causas de cada desconexión de equipos, en orden cronológico indicando horario de ocurrencia de cada uno de ellos.

### 4.- Configuración Post-falla

Debe Incluir la conformación topológica de la red inmediatamente posterior a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

### 5.- Maniobras realizadas para normalizar el servicio.

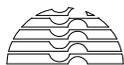
En este punto se debe indicar las principales maniobras realizadas para llegar a la configuración normal, en orden cronológico e indicando horario de ocurrencia de cada una de ellas. Se deberán también incluir, cuando corresponda, comentarios u observaciones sobre las posibles dificultades que se pudiesen presentar en la normalización del sistema que hayan ocasionado retardos en la misma, ya sea de carácter operativo, de comunicaciones o de falla de algún equipamiento.

### 6.- Energía no suministrada

Se deberá realizar una estimación de la potencia cortada (en MW) y la energía no suministrada (en MWh) por causas asociadas a la perturbación o por las maniobras de reposición, individualizada por Estación Transformadora.

### 7.- Medidas adoptadas.

Si dentro del tiempo requerido para realizar el Parte surgen medidas correctivas a adoptar como consecuencia inmediata de la perturbación, deben ser incluidas en este ítem. De implementarse estas medidas luego de confeccionado el mismo y antes del INFORME FINAL DE PERTURBACIONES, deberán ser comunicadas a CAMMESA mediante nota.



## ANEXO II - MODELO DE INFORME FINAL DE PERTURBACIONES

El INFORME FINAL de PERTURBACIONES será un documento en el cual se tendrá una explicación clara de la perturbación, es decir, sus causas y consecuencias. También deberá contener las acciones tomadas o a tomar en los casos en que se registren incorrectos desempeños de los sistemas de protección, control y maniobra con el objeto de mejorar la calidad de servicio. Deberá estar disponible en CAMESA dentro de los 12 días hábiles de ocurrida la perturbación.

En este informe deberá incluirse toda la información registrada entre las indicadas en el punto 4, debidamente procesada para su utilización en el análisis y estadística de la perturbación.

Se deberá realizar una descripción pormenorizada de la perturbación, el equipamiento afectado, cronología de eventos, causas de cada uno de los eventos, los mecanismos de normalización utilizados, tiempos de ocurrencia de todos los eventos y estimación de energía no suministrada.

También el informe contendrá un ítem relativo a las medidas correctivas implementadas o a implementar, si corresponden, para evitar en el futuro situaciones semejantes.

Quedan comprendidos en este aspecto casos donde se requieran estudios del Sistema Eléctrico para determinar el origen de la perturbación y las medidas correctivas a adoptar. En algunos casos particulares en que sean necesarios estudios adicionales, el INFORME será considerado como informe final provisorio, debiendo el Transportista presentar el informe final definitivo dentro de los 7 días hábiles posteriores a la presentación provisorio.

El INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN debe seguir el siguiente modelo:

### 1.- Referencias.

Debe indicarse fecha (dd/mm/aa), hora(hh:mm) y título de la perturbación.

### 2.- Síntesis.

Es el resumen del informe en el cual se debe indicar:

- a) Presentación del evento.
- b) Conclusiones
- c) Acciones tomadas o a tomar.

### 3.- Configuración Pre-falla.

Debe hacerse una descripción de la condición de operación prefalla incluyendo la conformación topológica de la red y los flujos de cargas reales previos a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

### 4.- Descripción de los sucesos en orden cronológico

En este punto se deben indicar, en forma detallada, todos los eventos producidos debido a la perturbación y sus consecuencias, indicando claramente las causas de cada desconexión de equipos, en orden cronológico (aún cuando las diferencias de tiempos entre eventos sean del orden de milisegundos), e indicando horario de ocurrencia de cada uno de ellos.



Se adjunta planilla: DESCRIPCIÓN DE EVENTOS, que es complementaria a la descripción incluida en este ítem.

Cuando la perturbación involucre equipamientos de distintas empresas, la empresa responsable de la confección del INFORME FINAL deberá detallar en una única cronología, todos los eventos producidos en la perturbación. En la misma se deberán destacar los modificaciones respecto a lo informado en el punto 4 del PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIONES

#### **5.- Configuración Post-falla**

Debe Incluir la conformación topológica de la red inmediatamente posterior a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

#### **6.- Maniobras realizadas para normalizar el servicio.**

En este punto se debe indicar las principales maniobras realizadas en las redes de Alta Tensión y las principales en las de tensiones menores para llegar a la configuración normal, en orden cronológico e indicando horario de ocurrencia de cada una de ellas. Se deberán también incluir, cuando corresponda, comentarios u observaciones sobre las posibles dificultades que se presentaron en la normalización del sistema y que ocasionaron retardos en la misma, ya sea de carácter operativo, de comunicaciones o de falla de algún equipamiento. Se adjunta planilla: NORMALIZACIÓN DEL SERVICIO, que es complementaria a la descripción incluida en este ítem.

#### **7.- Análisis de las actuaciones de protecciones.**

Se debe realizar un análisis de los eventos ocurridos, indicando qué protecciones actuaron de acuerdo a lo previsto y cuáles no, consecuencias de la perturbación en las protecciones si las hubiera, incluyendo una estimación de Energía No Suministrada a los usuarios del MEM por efecto de la mala actuación de los mismos.

#### **8.- Energía no suministrada**

Se deberá realizar una estimación de la potencia cortada (en MW) y la energía no suministrada (en MWh) por causas asociadas a la perturbación o por las maniobras de reposición, individualizada por Agente y por Estación Transformadora. Se adjunta planilla: CORTES PRODUCIDOS.

#### **9.- Medidas adoptadas.**

Medidas correctivas adoptadas como consecuencia inmediata de la perturbación.

#### **10.- Conclusiones y acciones tomadas o a tomar.**

Se deberán indicar las conclusiones del informe, incluyendo las acciones tomadas o a tomar cuando se haya detectado el incorrecto funcionamiento de equipos, de elementos de protección, de maniobra o automatismos, para evitar su repetición y lograr así una mejora en la calidad de servicio. Además se indicará todas las medidas a adoptar para obtener la información faltante o soluciones a los problemas de comunicaciones.

#### **11.- Anexos.**

Deberán adjuntarse al informe registros, oscilogramas y documentos de las perturbaciones.



## ANEXO III - PLANILLAS



## DESCRIPCION DE LOS EVENTOS

Falla:  
Fecha:  
Hora:

Hora				Equipo		Protección		Dispara	Oservaciones
hr.	min.	seg.	ms.	Nombre	ID	Tipo	Señaliza		



## CORTES PRODUCIDOS

Falla:  
Fecha:  
Hora:

Estación	P cortada [MW]	Tiempo [min.]	ENS [MWh]	Causa (*)	Observaciones

(\*) Sin tensión (V=0)  
Sub tensión (v<)  
Sub frecuencia (f<)  
Desconexión Automática de Demanda (DAD)



## NORMALIZACION DEL SERVICIO

Falla:  
Fecha:  
Hora:

Equipo		Energización			Carga			Observaciones
Nombre	ID	hr.	min.	seg.	hr.	min.	seg.	

