

**CURSO**

**PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS  
DE POTENCIA**

**AUTORES: ING. BERNARDINO ROJAS VERA  
ING. ADAIA GAMARRA RIVERA**

**LIMA, JUNIO DE 2003**

## CAPITULO I

### ASPECTOS GENERALES DE LAS PROTECCIONES

#### 1. ANTECEDENTES DE LA ENERGIA ELECTRICA

Antes de introducirnos en el tema de la Energía Eléctrica, definamos el concepto de **ENERGIA** recogiendo la definición clásica de los tratados de física y que la Real Academia Española en su diccionario dice "**La energía es la causa capaz de producir un trabajo mecánico**". Por lo tanto, podemos afirmar que el trabajo mecánico es una manifestación de la energía.

De la misma forma sucede con el calor. La creencia primitiva de que el calor y el trabajo mecánico eran cosas distintas, fue superada con el descubrimiento de la máquina de vapor que demostró la posibilidad de producir trabajo mecánico a partir de la energía calorífica.

Pero en todo esto surge la pregunta "¿de dónde procede la energía?". Por ejemplo, al producir un trabajo mecánico como el de levantar una piedra por una persona, la energía puede ser muscular de la persona que levanta la piedra. Cuando se produce vapor, la energía procederá del combustible quemado para generar el calor.

En los ejemplos señalados, vemos que ambas energías proceden en primer término del sol, ya que en los dos casos se ha producido a partir de la función clorofílica realizada por las plantas. En el primero, ha sido el eslabón inicial de la cadena alimenticia de la persona que ha levantado la piedra y en el segundo, el que ha dado origen a la producción de la madera o el carbón, utilizados en la combustión para obtener el vapor.

La energía potencial de las aguas almacenadas en un embalse y que van a realizar un trabajo mecánico, es otra manifestación de la energía procedente del sol. El almacenamiento se produce a través de un ciclo hidrológico evaporación-precipitación, cuya fuente energética es el sol. El mismo origen tiene la energía eólica.

El hombre ha descubierto en el siglo XX, una nueva fuente de energía en los núcleos atómicos. Esta energía resulta de la transformación de parte de la masa nuclear en energía, según la famosa fórmula de **EINSTEIN  $E = MC^2$** , donde **E** es la energía producida, **M** la masa transformada en energía y **C** la velocidad de la luz. Esta transformación por fisión de la masa en energía no es automática y por ahora, no existen mas que unas pocas reacciones nucleares en las que puede realizarse tal transformación.

En el sol se están produciendo constantemente reacciones, pero de fusión, que son las que liberan la energía que en forma de radiación incide sobre nuestro planeta. Por esto podemos afirmar que la vida en nuestro planeta, se mantiene por la existencia de estas reacciones nucleares de fusión en el sol.

Es distinto y no debe de confundirse, la energía química que se libera en un proceso como el de la combustión, sin pérdida de masa y la que hemos señalado como energía nuclear que procede de la transformación por pérdida de masa en las reacciones nucleares antes mencionadas.

La energía se presenta en muy diversas formas, entre las que podemos citar,

- Energía Potencial Mecánica que es la que posee una masa cualquiera, debido a su posición en el campo gravitatorio.

- Energía Cinética que es la que posee un cuerpo que se desplaza con una cierta velocidad.
- Energía Elástica que se almacena en un resorte y normalmente es utilizada como pequeña fuente de energía.
- Energía Química que es la que poseen los compuestos químicos y se ponen de manifiesto por una reacción química.
- Energía Metabólica que es la generada en los seres vivos por oxidación de los alimentos ingeridos.
- Energía Nuclear que es la que se transforma directamente de la materia.
- Energía Eléctrica que no es sino una forma de energía mecánica y esencialmente consiste en el trabajo realizado por las fuerzas que se presentan entre cargas eléctricas y magnéticas.

La enorme ventaja de la energía eléctrica es su capacidad de transporte con pequeñas pérdidas, lo que permite separar el centro de producción, como puede ser un embalse o una central térmica, de los centros de consumo.

La evolución humana se ha caracterizado por el uso creciente de los recursos energéticos. El hombre primitivo solo disponía de su poder muscular para realizar trabajo y en su evolución, fue desarrollando en forma continuada, el empleo de otras fuentes de energía.

Al principio, estas fuentes fueron los animales domésticos, el viento aprovechado para el transporte marítimo y el fuego, para calentarse o preparar alimentos a partir de la madera o grasas animales.

La energía hidráulica también ha sido utilizada en tiempos remotos, mientras que la energía de la combustión no fue empleada en su transformación mecánica hasta el siglo pasado, con el descubrimiento de la máquina de vapor.

La revolución industrial iniciada por la máquina de vapor, seguida por los motores de combustión interna y por el uso intensivo de la energía eléctrica, ha permitido el nivel de vida y el estado de desarrollo actual en el mundo occidental, donde cualquier individuo medio, utiliza y tiene una cantidad de energía a su disposición hoy, que de ninguna manera hubiera podido soñar en disponer para uso propio, ningún potentado de cualquier época histórica.

El poder muscular o las energías hidráulicas y eólicas, fueron sustituidas por energía en forma de electricidad, generada en centrales térmicas e hidráulicas, liberando al hombre de penosos trabajos físicos, aumentando enormemente su capacidad de producción. La calefacción de las viviendas, el uso de aparatos electrodomésticos, la utilización de los motores y otros receptores eléctricos y en suma, el enorme avance de la ciencia y la técnica, posible por estas fuentes de energía, han permitido al hombre extenderse por todo el planeta, con un crecimiento de la población y niveles de vida cada vez más altos.

Esta utilización progresiva de los recursos energéticos, es lo que ha generado la crisis de energía al descubrir la escasez de los recursos, principalmente los combustibles fósiles – carbón y petróleo que se han venido utilizando, trayendo consigo además, una degradación del medio ambiente por su uso masivo en la transformación energética.

Si la humanidad desea continuar progresando, resulta imprescindible utilizar nuevos recursos, como pueden ser la energía nuclear o descubrir nuevas aplicaciones posibles y económicamente rentables de la energía solar y de otras fuentes de energía.

La naturaleza utiliza el sol como única fuente energética. La fotosíntesis en la cual las plantas producen hidratos de carbono, es aprovechada por el hombre para su alimentación y es también origen de los combustibles fósiles, hoy en fase de agotamiento. Los fenómenos atmosféricos son origen de la energía hidráulica y eólica utilizadas por el hombre.

En la actualidad se están desarrollando nuevas aplicaciones de esta energía solar para calefacción y acondicionamiento de viviendas y para la producción de energía eléctrica, bien a través de un ciclo térmico o bien por la conversión directa a través de las células solares.

Estas posibles aplicaciones de la energía solar hay que desarrollarlas conjuntamente con la energía nuclear, para resolver el problema de abastecimiento energético a las generaciones futuras inmediatas, ya que parece sumamente desaconsejable, seguir recurriendo solo a combustibles fósiles que han tardado tantos milenios en producirse y cuyas existencias actualmente, son muy limitadas.

## 2. SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

### 2.1. Introducción

Los actuales sistemas de energía eléctrica que denominaremos **Sistema Eléctrico de Potencia - SEP** - no hubieran sido posibles sin el descubrimiento de la corriente alterna y el posterior desarrollo del transformador de potencia. Esto hizo que se pudieran salvar las limitaciones impuestas, por las bajas tensiones inherentes a la corriente continua que obligaban a generar a

las tensiones de utilización de los receptores. Estas limitaciones empezaron a ser superadas en la época inmediata posterior al descubrimiento de la lámpara de incandescencia por EDISSON y sus sistemas de corriente continua, es decir, cuando tenían unos tres años de antigüedad. Ya con el transformador en uso, la mayoría de las cargas empezaron a suministrarse en corriente alterna, haciendo posible que se generase la energía en un lugar, para transportarla a las áreas de consumo, distribuyendo la energía a niveles de tensión, considerados seguros para su utilización.

No era ya un requisito necesario, construir las fábricas ni situar los grandes consumos, en las proximidades de los centros de generación, como tampoco se precisaba concentrar la generación de energía, en zonas urbanas donde se localizaban importantes consumos. Ahora ya, la rueda de molino podía generar la energía y esta, ser transportada a los centros de consumo.

El SEP moderno está muy condicionado y sometido, a severas exigencias de los usuarios sobretodo, en cuanto a calidad y continuidad en el suministro se refiere.

A principio de este siglo, el operador de una planta eléctrica que abastecía el alumbrado de una ciudad, en una noche de luna llena, paraba la central a las nueve o diez de la noche. En cambio hoy en día, muchos relojes eléctricos precisan de energía para mantener permanentemente la hora correcta.

Las condiciones ambientales del entorno también imponen hoy en día, condiciones muy severas al SEP. Sus diseños deberán evitar que se produzca polución de ningún tipo en el ambiente y no permitirán que distorsionen la estética de los distintos lugares. En este aspecto, las empresas productoras y distribuidoras de energía

eléctrica, se ven cada vez más obligadas a ajustarse a normas muy severas a la hora de desarrollar y realizar sus proyectos.

## 2.2. Sistema Eléctrico de Potencia actual

La **fig. 1** muestra los elementos básicos de un SEP moderno. Hemos separado sobre la figura mediante una línea de trazos, una gran zona que es donde se manipula la energía **masivamente** o a gran escala, de otra zona muy amplia que es la de **distribución**. Las centrales de generación, las líneas de transmisión o de transporte de energía y las grandes subestaciones primarias, se hallan localizadas en la parte superior de la línea de trazos. La carga, (excepto la industria muy grande) y la distribución con todas sus instalaciones, figuran en la zona de la parte inferior de la línea de trazos. En la mayoría de los sistemas actuales, todos estos elementos que los hemos definido separadamente, se hallan geográficamente entremezclados.

### 2.2.1. Generación

Vamos a distinguir cinco tipos clásicos de centrales eléctricas. Las centrales que generan energía eléctrica procedente del agua, las diferenciaremos por las características del salto. Los saltos de gran altura y caudal reducido, normalmente equipadas de turbinas o ruedas **Pelton**. Los saltos de altura y caudales medios, equipadas preferentemente con turbinas **Francis** y finalmente los saltos de pequeña altura y grandes caudales, equipadas con turbinas **Kaplan**.

Por otro lado tenemos las centrales que generan la energía eléctrica procedente de combustibles fósiles, (carbón, gas y petróleo) clasificadas como **térmicas convencionales** y en tercer lugar, las que denominamos **nucleares**.

En muchos países existen Empresas Eléctricas que no tienen generación propia, adquiriendo la energía para ser suministrada a sus abonados. Otras que no disponen de suficiente generación y tienen que adquirir la energía a otras compañías para atender las necesidades de suministro a sus usuarios, pero el caso general es que las compañías eléctricas generan su propia energía eléctrica, capaz de atender la demanda de sus abonados.



### 2.2.2. Transmisión

El término utilizado de TRANSMISION y también TRANSPORTE de energía eléctrica, es un término que no define totalmente nuestro propósito de este apartado, ya que normalmente nos conduce a entender que lo utilizamos, para designar la tensión o tensiones más elevadas utilizadas en un determinado sistema. Nosotros le denominaremos líneas de **Transmisión** y considerar que son los elementos que transportan la energía eléctrica de un punto geográfico a otro.

Siguiendo criterios algo generales, podemos clasificar los niveles de tensión como sigue:

- **Media Tensión**, entre 1 y 45 Kv se circunscribe a Distribución.
- **Alta Tensión**, entre 45 y 300 Kv definido como Subtransmisión.
- **Muy Alta Tensión** entre 300 y 700 Kv. Transmisión/Interconexión.
- **Extra Alta Tensión** > 700 Kv definidos como de Interconexión.

No quiere decir que la clasificación señalada tiene carácter de norma, ya que en USA no se siguen tampoco, exactamente estas mismas denominaciones.

En el Sistema Eléctrico de Potencia, la transmisión de energía a los centros de consumo se debe de realizar a las tensiones más elevadas posibles, con el fin de incrementar al máximo la capacidad de transporte y minimizar las pérdidas. Pero claro, el nivel de las tensiones de transmisión tiene los límites impuestos por las posibilidades tecnológicas y sus costos económicos asociados.

Además de estas limitaciones técnico - económicas existen otras de tipo ergonómico, ya que las muy altas tensiones incrementan los problemas de audición de las radios, los ruidos producidos por la inducción, etc., haciendo que afecten a la calidad de vida.

Las pérdidas por **Efecto Corona**, las vibraciones en los conductores, pérdidas por fugas en los aislamientos, las sobretensiones debidas a las aperturas de las líneas, altitud sobre el nivel del mar, serán también entre otras cosas a tener en cuenta al evaluar los niveles adecuados de tensión, al conjugar las posibilidades técnicas con los costos económicos.

Dentro de los costos de construcción de las líneas de transmisión se deberán tener en cuenta el importe de los cánones o derechos de paso, que en el caso de zonas urbanas pueden ser muy elevados, haciendo prohibitivas las líneas aéreas teniendo que recurrir a canalizaciones con tendidos subterráneos.

La tecnología actual permite que las potencias y las tensiones de los semiconductores de potencia sean cada vez más elevadas y, el diseñador del SEP, tenga en cuenta la posibilidad de proyectar la transmisión de energía en Corriente Continua Alta Tensión (CCAT). Indudablemente tiene ventajas económicas, en cuanto que las pérdidas son más reducidas, pero los costos de los extremos de las líneas de transmisión en CCAT son más elevados que los de las líneas de transmisión en CA, debido a la doble conversión de CA a CC en un extremo y de CC a CA en el otro. En líneas de transmisión de gran longitud puede resultar económica la transmisión en CCAT. En plan de dar una estimación podemos señalar, que en la actualidad los límites de rentabilidad

podemos situarlos en 1000/1200 Km. para las líneas aéreas y 200/250 Km. para transporte de energía por cables subterráneos y fluviales. Otra limitación es, que no se pueden hacer muchos enlaces sin que afecten grandemente a la estabilidad del sistema.

### 2.2.3. Subestaciones de seccionamiento

Estas subestaciones tienen como fin seccionar o partir el SEP. Dos son las razones principales para proceder a estos seccionamientos. Una, es la de poder desconectar parte del Sistema para poder aislarla de las anomalías producidas por fallas y cortocircuitos, ya que muy pocas fallas se autodespejan o autoeliminan. Cuando en algún elemento del SEP se produce una falla, es necesario desenergizar esa parte del Sistema en falla mediante interruptores de apertura automática, para que el resto del SEP siga operativo. La otra razón importante del seccionamiento es la de aislar tramos de las redes eléctricas, para hacer nuevas construcciones por ampliaciones o reformas. Cuando es preciso seccionar un circuito, hay que mantener en operación la mayor parte del sistema, aislando solamente la parte afectada. Por lo tanto, la función de las Subestaciones de Seccionamiento es poner o sacar de servicio circuitos o sectores del SEP. También hacen funciones de enlace y normalmente no llevan Transformadores de Potencia, salvo aquellas donde se hace el enlace de dos sistemas de diferentes niveles de tensión. En estos casos es muy usual la utilización de Autotransformadores. Este tipo de subestaciones suelen ir en las tensiones más elevadas del SEP.

### 2.2.4. Subestaciones primarias

Las líneas que transportan energía en alta tensión no llegan generalmente a los mismos centros de consumo, sino que finalizan a cierta distancia de estos porque las cargas se hallan normalmente, en zonas pobladas y distanciadas unas de otras. Las grandes líneas de transmisión finalizan en subestaciones de alta tensión que se denominan de distintas maneras, tales como **grandes subestaciones, subestaciones de alta tensión, subestaciones de transporte** y también, **subestaciones receptoras**, pero nosotros las denominaremos **subestaciones primarias**. En estas subestaciones se reduce la tensión a un valor más adecuado para que continúe su camino hacia donde se hallan las cargas.

El equipo que podemos hallar en una subestación primaria incluye transformadores de potencia, transformadores de medida, equipos diversos (pararrayos, seccionadores, interruptores), baterías de condensadores, barras y casetas de mando y control de la subestación donde se alojan igualmente los relés de protección. Dependiendo de la entidad de cada una de ellas, podremos encontrar el que unas tengan más o menos equipo que otras, pero normalmente, no diferirán más que en el número de posiciones de líneas de entrada y salida o en el número de bancos de transformación. En la actualidad la mayoría de estas subestaciones son telecomandadas desde despachos centrales de maniobra.

### 2.2.5. Subtransmisión

Es la parte del Sistema comprendida entre la transmisión de Energía y la Distribución. Si la generación está próxima a la carga, puede no existir la gran línea de transmisión de esa planta de generación, acoplándola directamente a la subtransmisión o distribución. Existen SEP que solamente tienen tensiones de

subtransmisión y después, los típicos de Distribución. La mayoría de estos casos es por razones de herencia histórica, donde se establecieron unos niveles máximos de tensión que actualmente son considerados como de subtransmisión y que en su día fueron establecidos como de transmisión.

#### **2.2.6. Subestaciones de distribución**

Las redes de distribución se alimentan a partir de subestaciones de distribución. Antes de que fueran desarrollados los reenganchadores y los relés de reenganche, este tipo de subestaciones eran atendidos manualmente por operadores. Hoy, las modernas Subestaciones de Distribución, están desatendidas y las maniobras se realizan por medios totalmente automatizados. Se alimentan de los sistemas de subtransmisión a tensiones inferiores a 300 kV siendo las tensiones de las líneas de salida, denominadas alimentadores de distribución (feeders), de 6-34, 5 kV, aunque en algunas zonas alcancen hasta 45 y 66 kV. Existen de gran potencia instalada que sirven a importantes centros de consumo a través de numerosos alimentadores.

#### **2.2.7. Distribución primaria**

Normalmente es la parte que se alimenta de las subestaciones de distribución, es decir, de sus líneas de salida o alimentadores, a las tensiones entre 6 y 34,5 kV como hemos señalado anteriormente.

#### **2.2.8. Distribución secundaria**

Esta es la parte del sistema a través de la cual, la mayor proporción de la energía llega al usuario final, prácticamente la totalidad, excepción hecha de los abonados industriales de gran consideración y otros grandes usuarios.

#### **2.2.9. Abonados industriales**

En función de la potencia solicitada y de la disponibilidad de energía en la zona de demanda, pueden ser alimentados directamente de las líneas de salida (feeders) de las subestaciones de distribución y en algunos casos de los sistemas de subtransmisión.

#### **2.2.10. Distribución rural**

Las casas de campo, caseríos y otros abonados análogos situados en zonas rurales, se alimentan mediante líneas eléctricas poco cargadas y de largos recorridos, debido a las distancias de los núcleos urbanos.

A pesar de sus pequeñas potencias instaladas, es normal que sean alimentadas en tensiones comprendidas entre 3-20 kV a través de transformadores instalados sobre postes.

#### **2.2.11. Zona de manipulación masiva de la energía**

Dentro de una gran subdivisión del SEP que hemos señalado anteriormente, existe la zona donde se **manipula masivamente la energía**. Esta zona incluye normalmente, la generación, la transmisión, la subtransmisión, las subestaciones de seccionamiento y las primarias y a veces, las subestaciones de distribución.

Esta **zona de manipulación masiva de la energía** es operada hoy en día, a través de centros de control. Contiene, como si dijéramos, los grandes elementos del SEP, como son los turbogeneradores, grandes transformadores de muy alta tensión, los transformadores de medida y protección e interruptores automáticos de las subestaciones y demás equipos relacionados con ellos. También incluye la parte de diseño y explotación de las protecciones eléctricas, la estabilidad del sistema, el control de la tensión y de las cargas, así como la frecuencia del SEP.

#### 2.2.12. Sistema de distribución

Es la otra gran zona del SEP, considerada como la de la venta de la energía al "detail". Suministra energía a las zonas residenciales, comercios, pequeñas industrias, todo otro tipo de abonados en baja tensión y también abonados en media tensión. Esta parte del sistema tiene como responsabilidad final, el mantenimiento de un buen servicio a la tensión correcta. En la mayoría de los SEP, esta parte del sistema representa entre el 35 y el 45% del total de las inversiones del conjunto de la compañía eléctrica y el 50% de las pérdidas de energía del SEP.

#### 2.2.13. Inversiones

Trataremos de dar respuesta a la pregunta que se puede plantear de, qué parte de las inversiones totales corresponden a cada uno de los sectores que componen un SEP.

No es posible dar una respuesta concreta, porque depende de la estructura energética de cada compañía hidroeléctrica. Sabemos que el costo del Kw instalado es superior en generación hidráulica que en la térmica y por tanto, en las empresas que predomina la generación hidráulica, tendrá mayor inversión que en otra donde predomine la generación térmica. Otro factor es el que existan gran número de abonados de fuerte consumo de energía o, el que haya que distribuir a gran número de pequeños abonados en áreas más extensas. También pueden existir compañías que tengan la mayor parte del consumo en zonas muy próximas a la generación y por tanto, menores inversiones en líneas de transmisión. Todos estos factores y algunos más, hacen que no se puedan dar con exactitud los porcentajes de las inversiones para los diferentes sectores, por lo que daremos unas cifras medias aproximadas que pueden servir únicamente como orientación,

- Generación 40%
- Transmisión 17%
- Distribución 40%
- General e intangible 3%

### 3. ASPECTOS GENERALES Y PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE APLICACION

#### 3.1. Introducción

Los Sistemas Eléctricos de Potencia modernos, están sometidos a notorios condicionantes, ya que deben estar en todo momento, día y noche, dispuestos para suministrar ininterrumpidamente energía eléctrica a los usuarios.

Los relés de protección, juegan un papel muy importante a la hora de garantizar este servicio continuo. Deben estar permanentemente en guardia, reaccionando

instantáneamente y a través de su actuación, proteger al sistema de las averías que se puedan producir y minimizar así, sus efectos y los de cualquier interrupción en el servicio.

Para una mejor comprensión del encaje de los Relés de Protección en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), recordemos brevemente como se constituye un sistema de éstos. Se diseñan con amplitud suficiente para generar la cantidad de energía capaz de atender la demanda del momento y cubrir la estimación futura requerida por los usuarios de una zona o zonas determinadas, transportar la energía generada a esas zonas donde va a ser utilizada y distribuirla a los usuarios de las mismas. Estos son los requisitos que debe de cumplir un sistema eléctrico como el mencionado.

El construir un SEP que dé satisfacción a sus usuarios, con un servicio de calidad y asegurar el máximo retorno de la gran inversión económica que exige su construcción, nos obliga mantener el sistema completo a pleno rendimiento, pudiendo hacer esto de dos formas. Una de ellas consistiría en diseñar el sistema de manera que las fallas que se produjeran dentro de ella, no eliminasen el funcionamiento de ninguna de las partes del sistema. Esto entrañaría al menos, duplicar las instalaciones para disponer de una serie de apoyos en el suministro, exigiendo unas inversiones prohibitivas. Como las consideraciones económicas y de rentabilidad, van a limitar como hemos señalado, que el diseño y el mantenimiento preventivo eliminen al máximo las posibilidades de interrupción de servicio por averías o fallas, será preciso poner en juego una segunda alternativa, para controlar y minimizar los efectos de las fallas, cuando estas se produzcan. Aquí, dentro de esta segunda alternativa, es donde encajan los Relés de Protección en los SEP, pudiendo señalar que el **relé de protección** es el dispositivo que actúa y da la orden de desconexión de la parte del sistema en falla, protegiendo esa parte y el resto del sistema, de los daños y de las interrupciones de servicio.

Existen varias causas que producen la falla y la avería en los SEP. Se pueden producir fallas o cortocircuitos entre fases o entre fase y tierra, tanto en los conductores como en los devanados de las máquinas, generalmente como consecuencia de los defectos o fallos en sus aislamientos. El arco eléctrico que se produce en las fallas contiene normalmente mucha energía y puede producir daños muy importantes aún en tiempos muy cortos, no solamente poniendo ese elemento fuera de servicio por un instante, sino haciéndolo inservible por un largo período de tiempo. En muchas ocasiones las perturbaciones son debidas a fallos en los aislamientos, a su vez producidos por fenómenos tales como, sobretensiones transitorias, sobrecargas continuadas con los consiguientes calentamientos excesivos deteriorando aislamientos, roturas producidas por dilataciones y contracciones u otras causas externas y no inherentes a los materiales y aparatos eléctricos que integran estos sistemas. En las líneas de transporte de energía eléctrica, las fallas producidas son debidas al viento, al manguito de hielo, a grandes pájaros puenteando aisladores, rayos, ramas de árboles, plumas de grúas y otras causas diversas, que producen cortocircuitos entre fases y entre fases y tierra. Existen también, otras condiciones anormales tales como, el calentamiento de cojinetes de máquinas rotativas, bajadas y subidas de velocidad en los generadores, inversión de la secuencia de rotación de fases, pérdida de una fase en sistemas trifásicos etc., que no son fallas, sino que constituyen un funcionamiento anormal que en muchos casos, pueden degenerar en falla.

Un SEP podemos considerarlo en su conjunto, como una cadena donde sus eslabones son los Generadores, los Transformadores de Potencia, las barras, los Alimentadores de Distribución y los Receptores Eléctricos.

En la **Fig. 2** se ha pretendido mostrar de forma muy simplificada un SEP, donde figuran los distintos elementos, tales como generadores, transformadores, barras, líneas de transmisión y distribución, etc., que hemos denominado eslabones de una cadena y que configuran un sistema eléctrico de potencia.

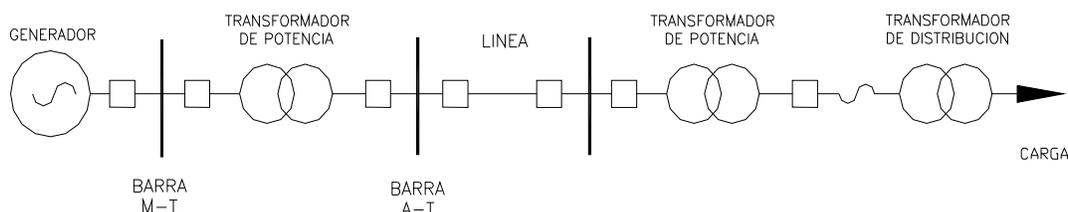


Fig. 2 : Esquema simplificado de los eslabones de una cadena en un SEP

El fallo de un eslabón elimina la capacidad de la cadena, debido a que no se realiza el trabajo que se le tenía encomendado y exigido a ese eslabón. Una forma de conservar la continuidad de la cadena, es la de abastecerla con otras uniones alternativas. Por ejemplo, las líneas de transporte están sometidas a fenómenos naturales y por lo tanto, mucho más expuestas y vulnerables a fallas que los transformadores y las barras. Por ello, pueden ser económicamente justificables el duplicar ciertas líneas de transporte, mientras que no lo sea para los transformadores y resto de los materiales y equipo. Actualmente las redes eléctricas que se extienden por los diversos países, están interconectadas en diferentes puntos con el fin de dar algunas alternativas al suministro de la energía en un punto determinado. Ahora bien, debido a que cada eslabón en la cadena entraña grandes inversiones económicas en equipo, la multiplicación de las alternativas, resulta en la mayoría de los casos prohibitiva.

### 3.2. Funciones de los relés de protección

La instalación de relés de protección en los SEP, tiene como fin reducir al mínimo el número de alternativas y duplicidades de los enlaces. Esto lo hacen posible porque evitan o limitan los daños en los equipos, aislando la porción de instalación o equipo en falla, del resto del sistema. Los relés deben detectar rápidamente la falla y dar la orden de disparo a los interruptores automáticos asociados a la misma, cortando la corriente al aparato o a la parte de instalación en falla, aislándolo del sistema. Esta rápida separación tiene un efecto doble, pues por un lado minimiza los daños producidos por la falla en el elemento afectado haciendo que se acorten los tiempos de su reparación y puesta en servicio y por otro lado, reduce la gravedad y la duración de la falla de suministro de energía a las partes no en falla del sistema, permitiendo que estas continúen en servicio normal. La falta de suministro de energía o el denominado **apagón**, además de tener su repercusión en los usuarios por la calidad del suministro, tiene una repercusión económica importante, tanto más importante cuanto mayor es la zona afectada y la duración de la misma.

Los relés de protección reciben la información necesaria para detectar la falla en forma de intensidades y tensiones a través de los transformadores de medida, instalados en los tramos de la instalación a proteger. La información es tratada y en el caso de actuación, transmitida en forma de impulsos a los circuitos de disparo de los interruptores automáticos. Estos aíslan los equipos y partes de instalación en

defecto, cortando toda corriente que fluya a los mismos, de todas las posibles fuentes de alimentación.

### 3.3. Principios de aplicación

La filosofía general de aplicación de los relés de protección, es dividir el SEP en zonas que puedan ser protegidas adecuadamente por equipos apropiados y cuyas zonas puedan ser desconectadas de la red en un tiempo muy corto, causando la mínima anomalía en la parte del sistema que permanece en servicio. Los equipos de protección que comprenden cada zona podemos dividirlos en dos tipos:

- Protecciones Principales
- Protecciones de Respaldo

Hablando en términos estratégicos, las protecciones principales las podríamos denominar como las de primera línea de defensa y están diseñadas para desconectar de la red, solamente el elemento en falla cuando esto ocurra. Si la falla no ha sido despejada por la protección principal, actuará la protección de apoyo, pero normalmente desconectará una mayor parte del sistema, para aislar la zona al despejar la falla.

#### 3.3.1. Protecciones principales

En la **Fig. 3** hemos pretendido mostrar como se divide un **SEP** en zonas de protecciones principales. Las líneas de trazos separan cada zona de protección enmarcando cada elemento del sistema, tales como, generadores, transformadores, barras y líneas de transmisión. La zona incluye el elemento del sistema y los interruptores que conectan dicho elemento al sistema. Si ocurre una falla en una zona de protección primaria, los relés de protección provocarán el disparo de todos los interruptores comprendidos dentro de la zona.

Como se muestra en la citada **Fig. 3**, las zonas de protección principal están dispuestas de forma que haya un traslape alrededor de los interruptores. Esto se hace con el propósito de eliminar la posibilidad de que haya espacios muertos o aéreas no protegidas. Una falla dentro de una área traslapada, provocará el disparo de todos los interruptores de dos zonas principales. Este disparo extensivo a dos aéreas es necesario ya que una falla dentro de una zona traslapada, es en efecto, una falla en el interruptor y no existe garantía de que el interruptor involucrado en la falla opere correctamente.

En los grandes sistemas de generación y transmisión de energía, donde la manipulación de ésta es masiva, las protecciones principales se diseñan para que operen con gran rapidez en cualquier tipo de falla que se produzca. Se podrán utilizar protecciones principales más lentas en sistemas de menor importancia, pero en general, en cualquier sistema, las protecciones principales deberán ser aquellas, que den la respuesta más rápida posible, compatible con las características del sistema.

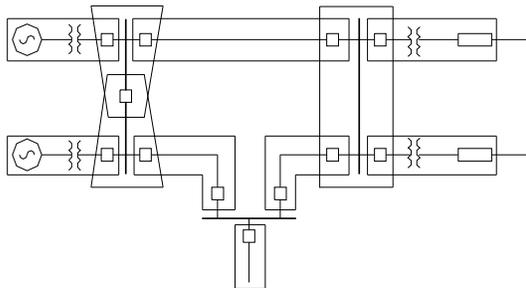


Fig. 3 : Esquema unifilar de un Sistema con la división en zonas de las Protecciones Primarias

### 3.3.2. Protecciones de Respaldo

Las protecciones de respaldo se instalan para cubrir los posibles fallos de las protecciones principales y también por los posibles fallos de interruptor. Las causas que pueden producir los fallos de los relés son:

- Fallo en los circuitos de alimentación de C.A. por defecto en los transformadores de medida o en sus cables de conexiones.
- Fallo en la fuente de alimentación C.C. de los circuitos de disparo y control.
- Fallo en los dispositivos auxiliares.
- Fallo en el propio relé.

Las causas que pueden contribuir al fallo de un interruptor son:

- Fallo en el circuito de disparo (alimentación C.C.)
- Bobina de disparo a circuito abierto o en cortocircuito.
- Fallo mecánico en el dispositivo de disparo.
- Fallo en los contactos principales del interruptor.

Todo esquema de protección de respaldo debe de servir de apoyo, tanto para el relé propiamente dicho, como para el interruptor.

La protección de respaldo ideal debe ser instalada de forma que, cualquier elemento o dispositivo que produzca en un momento dado, un fallo en la protección principal, no sea motivo también de fallo en la protección de respaldo. Es por lo que se recomienda duplicar los circuitos de disparo y control e incluso, los transformadores de medida. Una condición básica es que, la protección de respaldo no debe de operar hasta que la principal haya tenido la oportunidad de hacerlo. Por ello, siempre existe una demora asociada a la operación de las protecciones de respaldo. Cuando se produce un cortocircuito arrancan ambas protecciones para operar, pero si la principal despeja la falla, la de respaldo se repondrá sin que haya completado su función de disparo. Si la falla no es despejada por la principal, al de un tiempo actuará la protección de respaldo, disparando los interruptores necesarios para despejar la falla y aislar el elemento del sistema.

En los SEP se utilizan dos tipos de protecciones de respaldo, las denominadas de **Respaldo Remoto** y de **Respaldo Local**.

### 3.3.3. Protecciones de respaldo remoto

En las protecciones de **respaldo remoto** las fallas se despejan desde una de las subestaciones adyacentes a donde se ha producido la falla. Por ejemplo, consideremos el esquema simplificado de la **Fig. 4**. En un esquema de protección de respaldo remoto, los relés temporizados en A, hacen la protección de respaldo de la línea CD (por ej. segunda y tercera zona de los relés de distancia en A). Si se produce un fallo en el interruptor C para una falla en la línea CD, los relés en A dispararán sus interruptores asociados aislando la falla. Es decir, los relés y el interruptor A darán la protección de respaldo a los relés y el interruptor C. De forma análoga, los relés y el interruptor D darán el respaldo a los relés e interruptor B y los A y D servirán de respaldo a la subestación S. Si en las protecciones de las líneas que se muestran en la figura anterior se utilizan relés de distancia, el tiempo en despejar la falla por la protección de respaldo para una falla próxima al interruptor C, estará comprendido entre 0,25 y 0,5 s, mientras que para fallas próximas al interruptor D sería del orden de 3.0 s. Estos tiempos serían aún superiores, si la protección de respaldo fuese a base de relés de sobrecorriente de tiempo inverso.

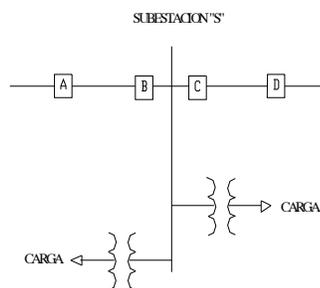


Fig 4: Esquema unifilar de una protección de Respaldo Remoto

En los sistemas actuales, las protecciones de respaldo remoto se utilizan en áreas de no excesiva responsabilidad. Es cierto, que por una cantidad de dinero no excesivo, se pueden añadir a las protecciones principales las funciones de respaldo remoto, pudiendo utilizarse de esta manera, las protecciones principales de la línea A-B también como protecciones de respaldo de la línea C-D. Sin embargo, este tipo de protecciones de respaldo remoto tiene, dentro de los sistemas actuales, muchas limitaciones. La protección de respaldo remoto es de por sí lenta y además, cuando opera siempre provoca el disparo de más interruptores que los estrictamente necesarios para despejar la falla, dejando una gran parte de la red sin servicio con el consiguiente perjuicio económico.

Los SEP actuales van incrementando en complejidad debido por un lado, al gran número de generadores conectados a la red, la multiplicidad de interconexiones que aportan corrientes a las fallas y también, las cada vez mayores cargas a atender. Como resultado de esta expansión, se hace cada vez más difícil instalar protecciones de respaldo en subestaciones adyacentes.

### 3.3.4. Protecciones de respaldo local

Cuando las protecciones de respaldo remoto no son aconsejables debido a las limitaciones señaladas, se instalan las denominadas **de respaldo local**. En las **Protecciones de respaldo local** las fallas se despejan a través de los relés ubicados en la misma instalación. Este tipo de protección provee el apoyo por fallo en los relés y también, por fallo de interruptor, tal y como podemos apreciar en el esquema unifilar de una barra de la **Fig. 5**. Este esquema muestra, para una línea conectada a barras, la utilización de protecciones redundantes para cada extremo de línea.

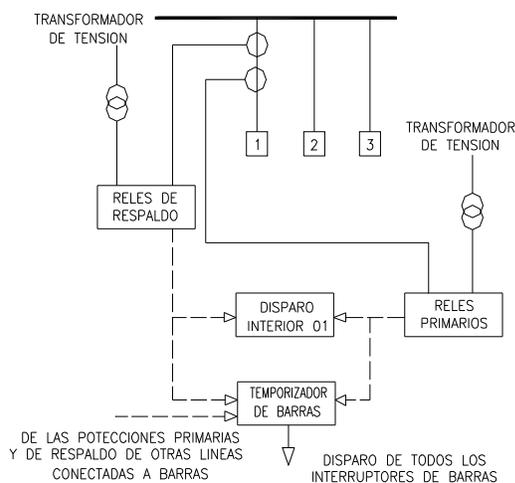


Fig. 5: Esquema básico de protección de respaldo local

La protección principal que figura en el esquema, puede ser del tipo de distancia, comunicados sus extremos por onda portadora (Carrier), por hilo piloto o por microondas, configurados en esquemas de comparación de fase o comparación direccional, así como del tipo de sobrecorriente. La protección de respaldo puede ser idéntica a la protección principal o integrada por relés con otras funciones. En cualquiera de los casos, lo ideal es que estén alimentados a través de un conjunto de transformadores de medida distintos de los de la protección principal. De esta forma, al producirse una falla en el conjunto de los relés que conforman una de las protecciones, la ausencia de las corrientes y tensiones de alimentación, no será motivo de eliminación total de las protecciones de esa posición.

Si consideramos que se produce una falla en la línea protegida, ambas protecciones operarán dando orden de disparo al interruptor de línea. La protección de respaldo será tan rápida como la principal. Cuando actúa cualquiera de los dos conjuntos de relés para iniciar el ciclo de apertura del interruptor, también manda arrancar el temporizador de la función de apoyo de fallo de interruptor. Si a pesar de recibir la orden el interruptor no dispara, el relé de línea permanecerá en su posición de operado, permitiendo al temporizador que alcance el final del tiempo, dando la orden de disparo a los otros interruptores asociados a la sección correspondiente de barras, necesarios para despejar y aislar la falla.

Para evitar que un fallo en la alimentación de C.C. anule las protecciones, es práctica usual, duplicar las líneas de alimentación de los circuitos de disparo y control. Incluso en casos de sistemas de gran responsabilidad, generalmente en sistemas de Extra Alta Tensión, se suelen disponer en una misma subestación dos grupos de baterías, diseñando la circuitería de disparo y control de manera que estén aisladas eléctricamente, las de las protecciones primarias de las de respaldo.

Para ilustrar la aplicación de una protección de respaldo local nos vamos a referir a la **Fig. 6**. Supongamos que en el interruptor C se halla instalada una protección de respaldo local. Si ocurre una falla en la línea C-D próximo al interruptor C, la protección para despejar la falla funcionará de la siguiente forma. Primero, si suponemos que las protecciones principales y de respaldo en C son de distancia, operarán con gran rapidez para despejar la falla. Si el interruptor C falla y no dispara, iniciará su ciclo el temporizador de barras que al cabo de su tiempo de ajuste (entre 0,1 - 0,2 s) provocará el disparo de los interruptores B, E y F.

Con la protección de respaldo local, la falla será despejada en un tiempo menor

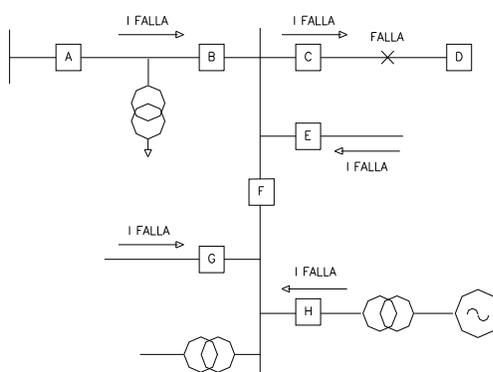


Fig. 6 : Esquema de protección de respaldo local con alimentación intermedia

que con el respaldo remoto y además, no se desconectarán innecesariamente, generadores y cargas del sistema.

#### 4. UNIDADES BASICAS DE LOS RELES DE PROTECCION

Antes de iniciar con la descripción de las unidades básicas, definamos el relé de protección como: **"un dispositivo que al energizarse con las intensidades o tensiones adecuadas o por ambas, responde a las magnitudes y a las relaciones entre intensidades y tensiones para indicar o aislar una condición de operación anormal de la red en un sistema eléctrico de potencia"**.

Básicamente, un relé consiste en un dispositivo de operación y una serie de contactos. El dispositivo de operación toma la información de los transformadores de medida y después de procesar la información, transmite el resultado a través de sus contactos. Cuando estos cierran, actúan sobre una señalización o alarma o bien, completan el circuito de disparo de uno o varios interruptores. Estos cortan los circuitos de energía aislando el elemento o la parte de instalación en falla, de todas las corrientes de alimentación. Los relés incluyen normalmente, elementos indicadores que permiten visualizar la operación.

Vamos a hacer una clasificación previa de las unidades básicas en dos grandes grupos:

**1.- Unidades electromagnéticas y 2.- Unidades estáticas.**

**4.1. Unidades electromagnéticas**

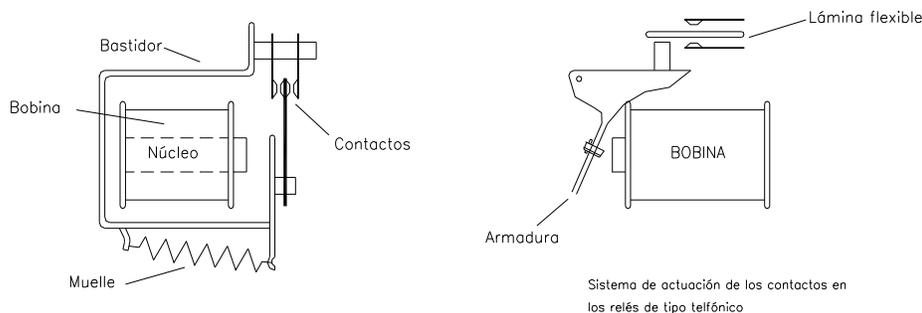
De acuerdo con las estructuras constructivas, los relés electromagnéticos podemos clasificarlos en cuatro tipos que denominaremos:

- de Armadura Basculante
- de Succión
- de Disco de Inducción
- de Copa de Inducción

Los dos primeros tipos, el de armadura basculante y el de succión son de atracción magnética. En ambos casos, la armadura es atraída contra la cara de un núcleo electromagnético o al interior de una bobina. Los principios en que se basan, se aplican tanto para magnitudes de corriente alterna como de corriente continua. En los otros dos tipos de unidades básicas, en el de disco y en la de copa de inducción, el principio de actuación es el mismo, produciéndose el par en el rotor móvil por inducción magnética, de la misma forma que se produce en los motores de inducción. Por lo tanto, este principio es sólo aplicable a magnitudes de corriente alterna.

**4.1.1. Relés de armadura basculante**

Este tipo de relé de estructura basculante, es de construcción muy sencilla, pues consiste en una armadura de fleje de acero magnético que soporta un núcleo sobre el que va una bobina. Sobre esta armadura pivota una paleta que es atraída magnéticamente contra la cara plana del núcleo polar. La paleta arrastra solidariamente unos contactos móviles que tocan los fijos en la posición de operado. Un muelle antagonista mantiene la paleta en su posición de abierta hasta en tanto no se cumplan ciertas condiciones impuestas a la unidad. En la **Fig. 7** podemos observar un croquis con este tipo de unidad básica y un detalle del sistema de arrastre de contacto en una específica, denominados de tipo telefónico.



**4.1.2. Relé de estructura de succión**

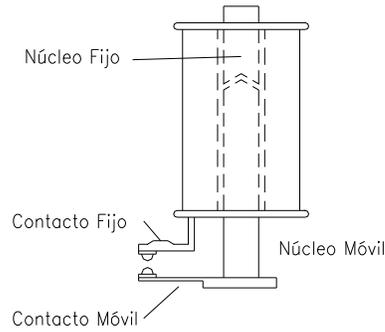


Fig.8 Estructuras básica del relé de Succión

Esta estructura de succión consiste en un núcleo o barra cilíndrica de acero magnético que es axialmente atraída al interior de un solenoide. Solidariamente unidos a este núcleo van los contactos móviles que en el recorrido de operación, tocan a los contactos fijos, cerrando y completando de esta forma, un circuito eléctrico. En la **Fig. 8** se muestra un croquis de este tipo de unidad básica.

Las **unidades de Inducción** que vamos a describir a continuación han sido las más utilizadas en los relés de protección y son aún de bastante actualidad, sobre todo, por el gran parque existente de este tipo de relés. Por ello y a título de ejemplo, vamos a exponer su **principio de operación** que es el de un motor de inducción de fase partida. Debido al principio de actuación, no pueden ser utilizados en corriente continua.

La fuerza de actuación se desarrolla en un elemento móvil que puede consistir en un disco u otra forma de rotor, de material no magnético pero conductor eléctrico, donde se producen entre los flujos y las corrientes inducidas en el rotor, como pueden apreciarse en el croquis que figura a continuación.

Dos flujos alternos paralelos y desfasados inciden sobre una parte de un rotor. Las corrientes inducidas por uno de los flujos actúa sobre el otro flujo produciendo un par y viceversa.

Sean  $\phi = \phi_1 = \phi_1 \sin(\omega t)$ ,  $\phi_2 \sin(\omega t + \alpha)$  siendo  $\alpha$  el ángulo en adelanto

2

de  $\phi_2$  sobre  $\phi_1$ . Consideremos, sin gran error, que la parte de rotor donde se

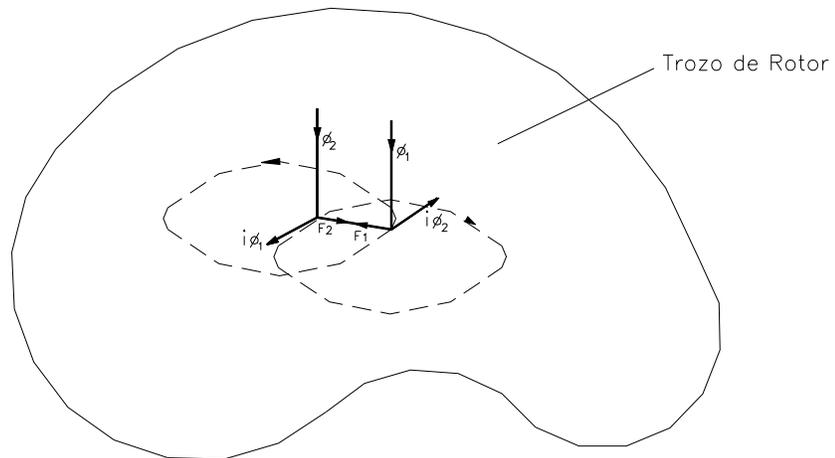


Fig.8a

inducen las corrientes, tiene una autoinducción despreciable y por lo tanto, que las intensidades inducidas están en fase con sus tensiones respectivas, con lo que obtendremos las expresiones siguientes:

$$F = \phi_1 \phi_2 [\sin(\omega t + \theta) \cos(\omega t) - \sin(\omega t) \cos(\omega t + \theta)]$$

En el croquis precedente hemos puesto las fuerzas  $F_1$  y  $F_2$  en oposición,

1 2

obteniendo:

De esta expresión del par de actuación  $F_1$ , deducimos las siguientes

$$F = F_2 - F_1 = (\phi_2 i_{01} - \phi_1 i_{02})$$

$$F = \phi_1 \phi_2 \sin(\theta)$$

conclusiones:

- La fuerza es constante para cualquier instante, es decir independiente del tiempo.
- Al ser el par constante, a pesar de ser alternos los flujos  $\phi_1$  y  $\phi_2$  incidentes en el rotor, la fuerza es positiva y libre de vibraciones.
- La fuerza  $F$  está aplicada en el punto donde el flujo más adelantado atraviesa la porción del rotor y su dirección es hacia el punto; donde atraviesa el flujo más retrasado, que en este caso es de  $\phi_1$  hacia  $\phi_2$ .

Esta fuerza  $F$  es la que producirá el par de giro en el rotor. Podemos sintetizar señalando que **"Dos flujos alternos desfasados y paralelos al atravesar una parte de un rotor de material no magnético pero conductor eléctrico, producen una fuerza de sentido del flujo más adelantado hacia el más retrasado"**. Esta fuerza o par será máximo cuando el desfase entre ambos flujos sea de  $90^\circ$ , dependiendo la dirección de la fuerza de cual es el flujo más adelantado.

#### 4.1.3. Unidad de disco de inducción

La unidad de disco de inducción consiste en un disco metálico de cobre o de aluminio que puede girar entre los polos de un elemento electromagnético. Estas unidades se basan en el principio descrito anteriormente, en los efectos mutuos de campos magnéticos y corrientes eléctricas inducidas por ellos. Como hemos señalado ya, cuando dos flujos magnéticos paralelos y desfasados entre sí inciden perpendicularmente en un disco de metal no magnético, se desarrolla una fuerza dirigida del flujo adelantado hacia el retrasado, generando un par de giro en el disco. Uno de los flujos es el generado por la magnitud eléctrica que se aplica al elemento electromagnético que forma parte de la unidad y el otro flujo, mediante unos aros de cortocircuito colocados asimétricamente en una parte del núcleo electromagnético o por unas bobinas que sustituyen estos aros. Estos aros en C.C. y las bobinas se denominan, aros y bobinas de sombra. En la **Fig. 9** se muestran estas unidades básicas. La unidad de inducción de tipo vatimétrico, sustituye los aros o bobinas de sombra, por unas bobinas donde se crea el flujo paralelo. En ambos casos, el contacto móvil es solidario al eje del disco y arrastrado por él en su giro al operar, hasta que hace contacto con el fijo.

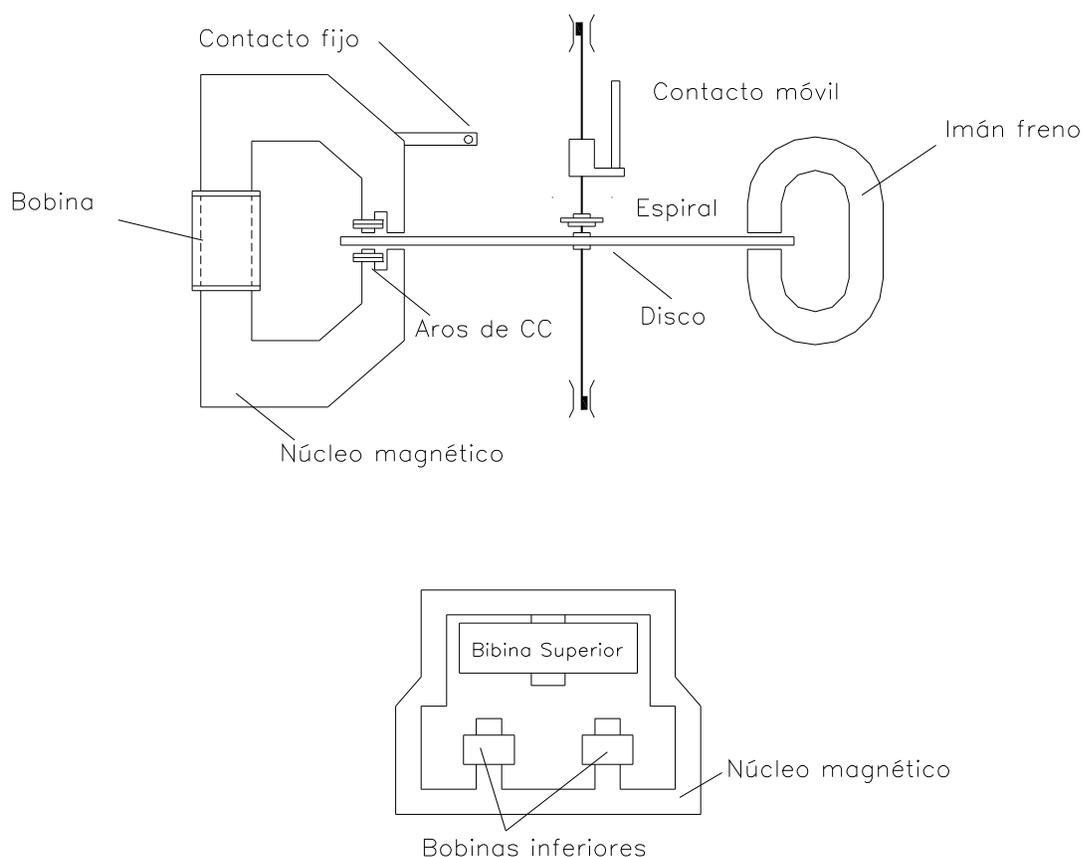


Fig.9 Estructuras básicas de las unidades de disco de inducción

#### 4.1.4. Unidad de copa de inducción

La unidad de copa inducción se basa también en el mismo principio descrito para las unidades de inducción y consiste en un cilindro metálico, normalmente de aluminio y que termina en forma de copa. Este cilindro metálico gira en un entrehierro anular que se forma entre el elemento electromagnético situado en la parte exterior de la unidad y un núcleo magnético central. En sus configuraciones actuales la copa de inducción está formada por cuatro u ocho polos salientes, distribuidos simétricamente alrededor de la circunferencia externa de la copa. En la **Fig. 10** se muestra esta unidad básica. Los órganos de giro de esta unidad son de muy pequeña inercia, muy sensibles, precisando muy poca energía eléctrica para su operación.

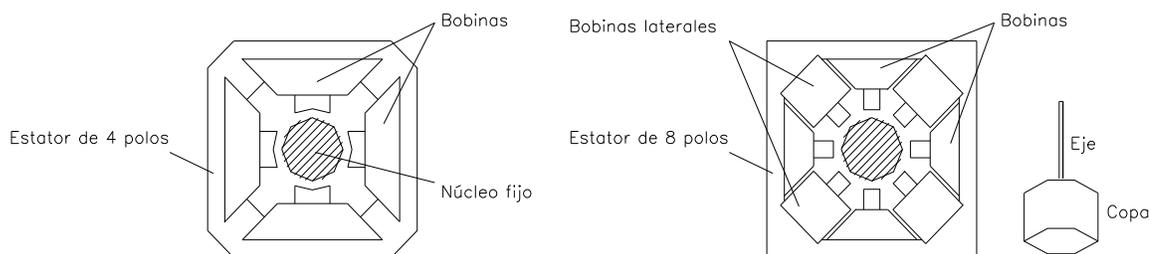


Fig.10 Unidades básicas de Copa de Inducción

Las estructuras electromagnéticas de copa de inducción, tanto de cuatro como de ocho polos, se han utilizado con gran profusión en las denominadas **Unidades Ohmicas** que vamos a describir a continuación y representar las diferentes características sobre diagramas **R-X**.

Las unidades así denominadas responden a tres magnitudes, la tensión, la intensidad y el ángulo de desfase entre ellos.

El principio sobre el que se basan estas unidades, es el mismo que se ha descrito para el rotor de inducción, es decir la incidencia sobre un elemento móvil, no magnético pero conductor eléctrico, de dos flujos paralelos y desfasados cuyas acciones electromagnéticas entre los flujos y las corrientes inducidas por los mismos, van a crear una fuerza y por lo tanto, un par de giro.

Como hemos señalado, estas unidades vamos a representarlas sobre unos diagrama **R-X**, donde las abscisas representarán las **R** y las ordenadas las **X**. Estos diagramas son de gran utilidad para representar sobre ellos las características de operación así como los diferentes parámetros de las líneas a proteger.

Estas unidades óhmicas que responden a las tres magnitudes antes mencionadas **E, I** y  $\phi$ , son del tipo:

- Direccional
- Impedancia           Z (OHM)
- Reactancia           X (OHM)
- Admitancia           Y (MHO)

Las componentes que pueden producir el par sobre la copa son :

1. Componente de tensión   (Proporcional a  $E^2$ )
2. Componente de intensidad   (Proporcional a  $I^2$ )
3. Componente de producto   (Proporcional a  $EI f(\phi)$  )
4. Par producido por el muelle antagonista

La ecuación general del par, podemos expresarla como sigue:

$$T = \pm K_1 E^2 \pm K_2 I^2 \pm K_3 EI f(\phi, \phi) \pm K_4$$

Los convencionalismos que vamos a utilizar en esta ecuación del par serán los siguientes

- El signo + del par será para el sentido de cierre de contactos
- $K_1, K_2, K_3$  son constantes dependientes del diseño de la unidad.
- $K_4$  es el par antagonista del muelle-espinal que hace la reposición.

4

- T es el ángulo de máximo par.
- E e I magnitudes eléctricas suministradas a la unidad.
- $\varphi$  el ángulo en retraso de I respecto de E.

Si imponemos a las diferentes constantes y magnitudes determinadas condiciones en el diseño, obtendremos los distintos tipos antes señalados.

#### 4.1.4.1. Unidad direccional (Fig. 11)

Hagamos  $K_1 = K_2 = 0$ ,  $K_4$  despreciable,  $K_3$  positivo

$$y f(\varphi) = \sin(90 + \varphi)$$

$$T = K_3 EI \cdot \sin(90 + \varphi)$$

$$T = K_3 EI \cdot \sin(150 - \varphi)$$

El par producido por la unidad será positivo para valores de  $\varphi$  comprendidos entre 150 y 330 grados.

El ángulo de máximo par positivo para  $\varphi = 60^\circ$

#### 4.1.4.2. Unidad de reactancia (Fig. 12)

Hagamos  $K_1 = 0$ ,  $K_4$  despreciable  $K_2 > 0$ ,  $K_3 < 0$  y

$$f(\varphi) = \sin \varphi$$

Tendremos como expresión del par

$$T = K_2 I^2 - K_3 EI \sin \varphi$$

ahora bien  $E/I \sin \varphi = X$ , luego

$$T = K_2 I^2 - K_3 I^2 X$$

El par  $T = 0$  para  $X = K_2/K_3$

33

El par será positivo y la unidad operará para  $X < K_2/K_3$

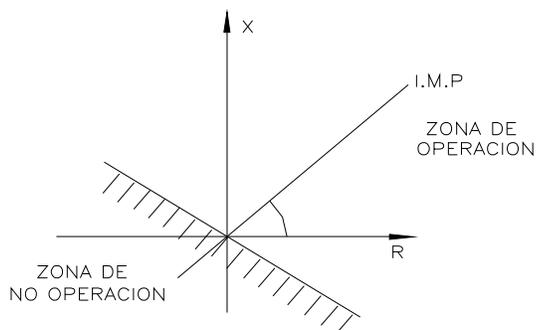


Fig. 11: Unidad Direccional

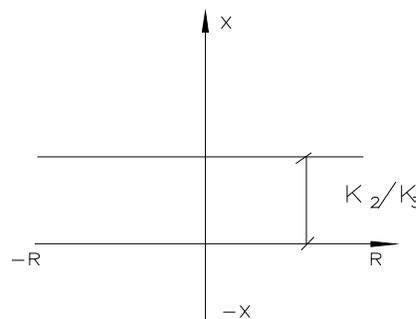


Fig. 12: Unidad de Reactancia

#### 4.1.4.3. Unidad de impedancia (Fig. 13)

Veamos el caso para  $K_1 < 0$ ,  $K_2 > 0$ ,  $K_3 = 0$  y  $K_4$  despreciable

$T = K_1 E^2 + K_2 I^2$  Por otra parte tenemos que  $E/I = Z$  y para  $T = 0$   $-K_1 I^2 Z^2 + K_2 I^2 = 0$  es decir para:

$$Z = \sqrt{K_2 / K_1}$$

el par es nulo

La unidad operará  $T > 0$  si:

$$Z < \sqrt{K_2 / K_1}$$

#### 4.1.4.4. Unidad Mho (Fig. 14)

Hagamos por diseño  $K_1 < 0$ ,  $K_2 = 0$ ,  $K_3 > 0$ ,  $K_4$  despreciable

$f(\theta) = \text{sen}(90 + \theta)$ .

El par será  $T = K_3 E I \text{sen}(90 + \theta) - K_1 E^2$  es decir,

$$T = K_3 I^2 Z \text{sen}(90 + \theta) - K_1 I^2 Z^2$$

La unidad operará cuando  $K_3 I^2 Z \text{sen}(90 + \theta) > K_1 I^2 Z^2$  Para el caso normal de ángulo de máximo par de 60 grados, la unidad operará para valores de

$$Z < \frac{K_3}{K_1} \text{sen}(150 - \theta)$$

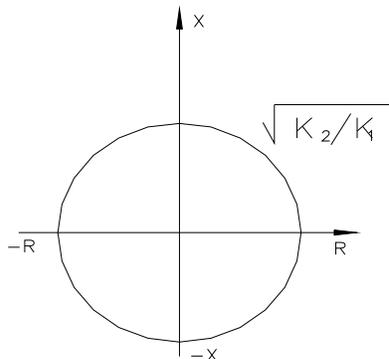


Fig. 13: Unidad de Impedancia

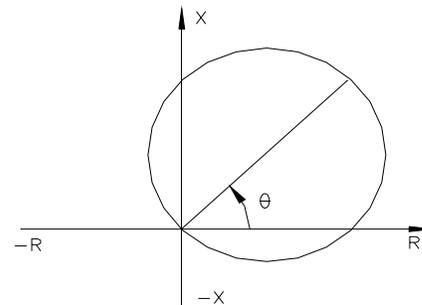


Fig. 14: Unidad MHO

Dentro de esta gama de unidades óhmicas, todavía podemos hacer alguna

variante, por ejemplo, introducir algún componente de frenado de una parte de intensidad de línea y de esta forma obtener unas unidades con característica de **Mho desplazada (Off-set)**.

Como se verá más adelante estas unidades óhmicas tienen su mayor aplicación en las protecciones llamadas de distancia, en la protección de líneas de transmisión o transporte de energía.

#### 4.1.5. Otros relés auxiliares

No es objetivo de este curso hacer una enumeración exhaustiva de las estructuras utilizadas en funciones auxiliares, pero de entre ellas, vamos a reseñar el **relé biestable** y el relé de lengüetas conocido como **relé red** que hemos representado en la **Fig. 15** y la **Fig. 16**.

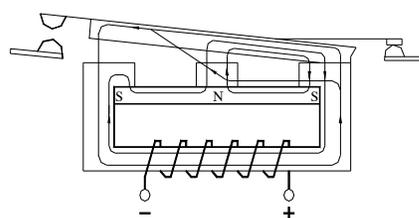


FIG.15

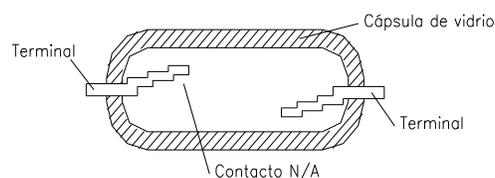


Fig.16 Estructura básica de relé "Reed"

En el relé biestable de polarización magnética, se introduce el efecto de un imán permanente en el circuito magnético. Al aplicar una corriente continua de una determinada polaridad en los extremos de una bobina, la armadura móvil basculará al lado que le corresponde, cerrando el contacto que estaba abierto y abriendo aquel que permanecía cerrado. En este tipo de relés es preciso que haya una garantía absoluta, de que la armadura no permanezca en una posición intermedia, sino que siempre bascule a una u otra posición donde, uno de los contactos esté cerrado y el otro abierto. Se utilizan en las grandes subestaciones para configurar en todo momento, las posiciones de los interruptores y seccionadores, indicando sus posiciones de abierto o cerrado.

El relé denominado red, consiste en un par de lengüetas que configuran un contacto normalmente abierto que se halla en el interior de una ampolla de vidrio donde se ha hecho el vacío. Sobre la ampolla va una bobina que al aplicarle la tensión eléctrica adecuada, cierra por acción electromagnética el contacto de lengüetas. Se caracterizan por su pequeño consumo, utilizándose como aislamiento galvánico de circuitos electrónicos y como relés de salida de las unidades de medida en los relés de protección.

#### 4.1.6. Características generales

Vamos a citar algunas características generales de las unidades electromagnéticas descritas anteriormente.

Las unidades de armadura basculante y las de succión se consideran como unidades de actuación instantánea, al no tener una demora intencionada inherente de operación. En la unidad de armadura basculante el entrehierro es variable desde su posición de reposo a la de operado, siendo el valor de operación principalmente, función de la tensión de un muelle antagonista. Por ello, no tiene demasiada precisión para ser utilizada como unidad de medida, donde generalmente se requiere cierto grado elevado de precisión. Este tipo de unidades se utilizan preferentemente como relés auxiliares en funciones de multiplicación de contactos de los relés de medida y son considerados como de contactos fuertes.

Con las unidades de succión sucede algo similar que con las de armadura basculante, aunque en menor grado que con las anteriores.

La unidad de disco de inducción se utiliza como un elemento de tiempo diferido, debido al recorrido que realiza el disco para cerrar sus contactos al operar. En este tipo de unidades la característica de demora se completa con un imán permanente que hace de freno al girar el disco entre los polos de este imán.

Como hemos señalado anteriormente, la unidad de copa de inducción tiene las partes giratorias de muy poca inercia y es capaz de operar con muchísima rapidez. De aquí que se utilice como elemento instantáneo con excelentes características. Además la multiplicidad de polos hace que permita su actuación, por medida de más de una magnitud eléctrica.

## 4.2. Unidades estáticas

El desarrollo de los semiconductores con un alto grado de fiabilidad, tales como transistores, amplificadores operacionales, microprocesadores y otros componentes, han conducido a su utilización en el diseño de los relés de protección.

### 4.2.1. Unidades de electrónica convencional

Los relés así diseñados, denominados relés estáticos, son de actuación muy rápida, debido a que no tienen partes en movimiento, siendo sus respuestas hasta de un cuarto de ciclo. Los diseños incluyen detectores de nivel, medida de ángulos de fase, integración, temporización, amplificación, puertas lógicas y otras funciones. Estos circuitos reaccionan ante las magnitudes eléctricas de entrada de la red, suministrando las señales de salida adecuadas de acuerdo con las características exigidas.

Dentro de los relés de protección estáticos, se pueden establecer hoy día, atendiendo al tipo de componentes utilizados y al modo de realizar las funciones de protección, dos grandes grupos, el de las unidades de **electrónica convencional** y aquellas que están integradas principalmente por microprocesadores que constituirán las unidades **digitales** que a través de cálculo numérico, resuelven diferentes algoritmos matemáticos que recogen con suficiente aproximación, los valores de las magnitudes eléctricas de la falla.

Las dos formas de obtener diferentes unidades en **electrónica convencional** es por comparación de magnitudes y por comparadores de fase. A título de ejemplo, en la **Fig. 17** mostraremos la forma de medir mediante un

elemento estático, el ángulo de fase entre una tensión y una corriente eléctricas. Las ondas sinusoidales de la tensión y de la intensidad, alimentan separadamente dos amplificadores, cuya función es convertir las ondas sinusoidales en ondas cuadradas, siendo cero en las semiondas negativas y dando una señal constante en las semiondas positivas. Estas ondas cuadradas generalmente denominadas **bloques**, pueden alimentar un circuito comparador que dé señal de salida siempre que estén presentes, las señales de ambos bloques. La duración de la señal de salida del comparador nos dará el complemento del ángulo entre la corriente y la tensión. En la práctica actual es el complemento el que se mide.

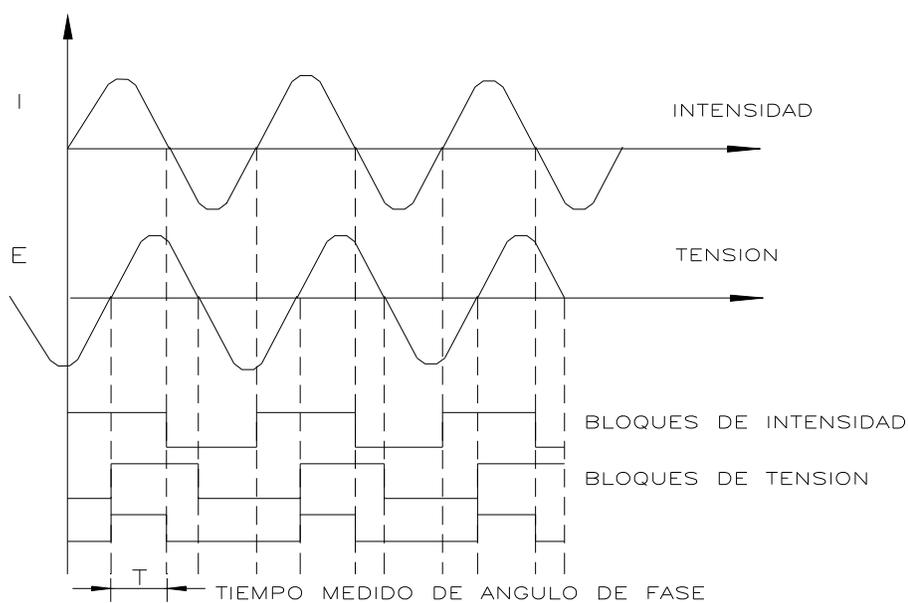


Fig. 17 : Formas de onda utilizadas en unidades digitales

Vamos a mostrar cómo mediante funciones lógicas, funciones de temporización y midiendo el ángulo de fase entre dos tensiones o, entre una tensión y una corriente, pueden obtenerse las características de las unidades MHO, unidades Mho tipo "LENTE" y unidades Mho tipo "TOMATE".

También pueden obtenerse otras características, las de Reactancia, Trapezoidales, etc., pero no es objeto de este curso hacer una exposición exhaustiva de la obtención de este tipo de unidades.

Nos vamos a referir al croquis precedente donde representamos una línea L con una falla en el punto F (**Fig. 18**). El relé se alimenta por la intensidad I de línea y la tensión V, a través de sendos transformadores de intensidad y de tensión. La intensidad I de alimentación al relé, la vamos a transformar en una señal de tensión proporcional, mediante un elemento denominado "transactor". El transactor es un transformador de entrehierro variable y regulable, que hace que funcione en la zona de saturación del núcleo magnético. El primario del transactor es atravesado por la intensidad I de línea, obteniendo en su secundario en bornas de una resistencia de carga, una tensión V proporcional a I. La relación  $V_T/I = Z_T$  la denominaremos "Impedancia de



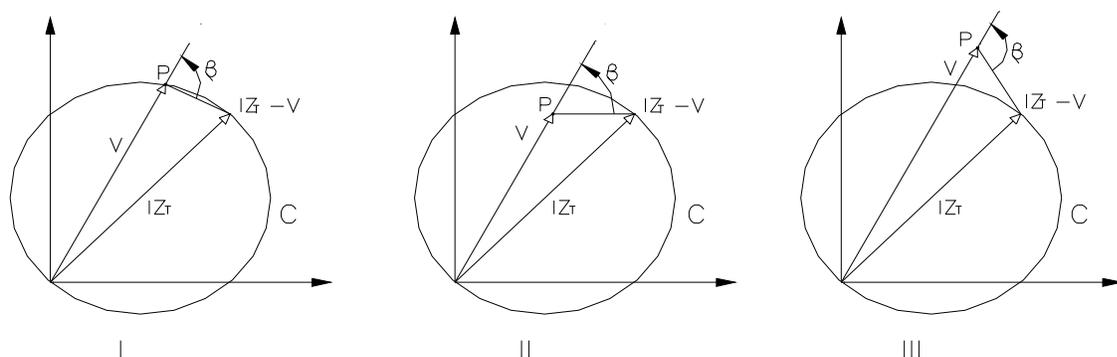


Fig. 20

En el caso (I) el fasor  $I Z_T - V$  tiene un desfase de  $\beta = 90^\circ$  respecto de  $V$ , lo que significa que el punto  $P$  pertenece a la circunferencia  $C$  de una característica Mho. En el caso (II) el ángulo  $\beta < 90^\circ$  representa un punto  $P$  interior a la circunferencia  $C$  y en el caso (III) de  $\beta > 90^\circ$  el punto  $P$  se halla situado en el exterior de la circunferencia  $C$ . Por lo tanto, el valor del ángulo  $\beta$  que forman los fasores  $V$  e  $I Z_T - V$ , nos van a definir la posición del punto  $P$  respecto de la circunferencia  $C$  que corresponde a una unidad Mho.

Antes de examinar la manera de medir este ángulo, vamos a recordar las funciones lógicas Y (AND) y la O (OR), así como una función de temporización

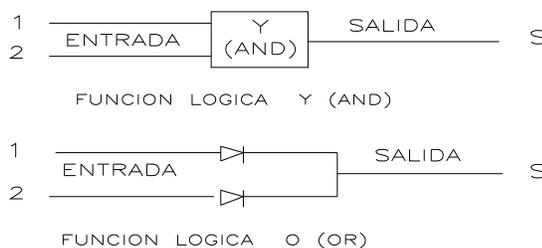
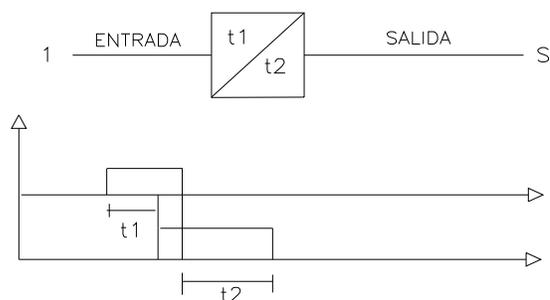


Fig. 21

con dos temporizadores  $t_1$  y  $t_2$  (**Fig. 21**)

1 2

En la **Fig. 22** representamos sobre un diagrama de tiempos la función de temporización.



Si en la entrada 1 la señal dura un  $t \geq t_1$ , se produce una señal de salida S a partir de  $t_1$  y durante un tiempo  $t=t_2$ .  
 Si la señal de entrada en 1 es  $t < t_1$ , no se produce señal de salida.

Fig. 22

Veamos esquemáticamente la obtención de las Unidades Mho utilizando la tecnología de las funciones lógicas y de temporización (**Fig. 23**).

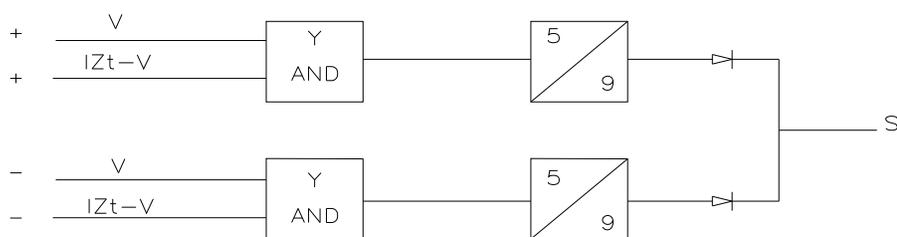


Fig. 23: Croquis de funciones lógicas Y O en combinación con funciones de temporización. Aplicación  $t=5 \text{ ms}$   $t=9 \text{ ms}$

En los diagramas que se muestran en la **Fig. 24**, los fasores  $V$  e  $I_Z - V$  han

ido transformados en ondas cuadradas en sus semiondas positivas y negativas. Se han dibujado los diagramas para los tres valores de  $\beta = 90^\circ$ ,  $\beta < 90^\circ$  y  $\beta > 90^\circ$

Como se observará, el ángulo  $\beta$  es el complementario del de coincidencia.

El temporizador  $t = 5 \text{ ms}$ . representa un cuarto de ciclo en 50 Hz. y el temporizador  $t = 9 \text{ ms}$ . es algo inferior a medio ciclo a 50 Hz.

Estos valores sería necesario cambiarlos para otras frecuencias de la red, tal como 60 Hz.

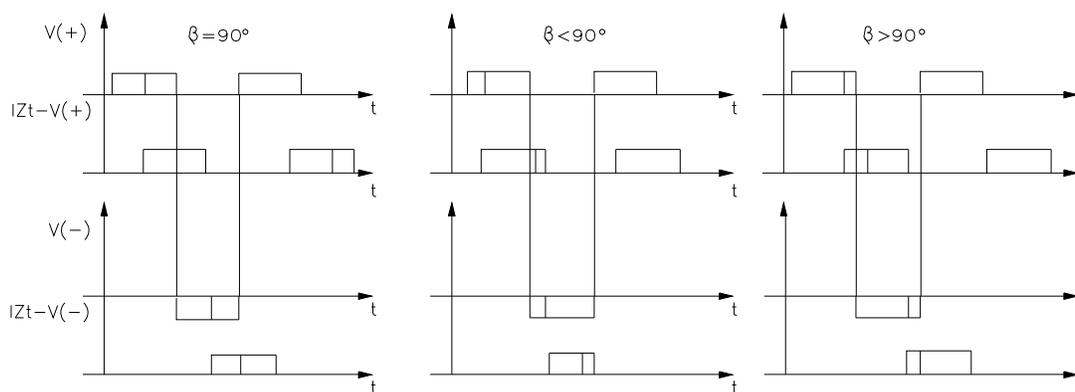


Fig. 24

Si representamos el círculo de la **Fig. 25** en un diagrama R-X tendremos la característica de una Unidad Mho.

### Unidad Mho

El comportamiento es el de una Unidad Mho de un alcance básico  $Z_T$  y que

produce una señal de salida en S para puntos situados en la circunferencia C y para puntos de su círculo interior.

Si en las funciones de temporización de la unidad Mho cambiamos el valor de  $t_1$ , tendremos otras dos características.

Como conclusión, señalaremos que cambiando solamente los tiempos de coincidencia entre los fasores  $V$  e  $I_{Z_T - V}$ , obtendremos las tres

características denominadas **MHO**, **LENTE** y **TOMATE**.

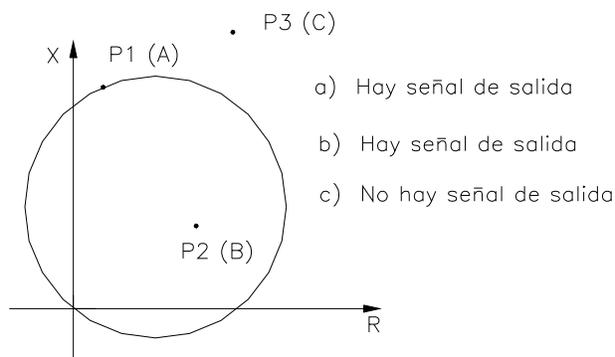


Fig. 25

### 4.3. Unidades digitales

Como hemos indicado anteriormente, no podemos dejar de mencionar el gran

desarrollo que han tenido los microprocesadores ya que debido a sus grandes prestaciones, se van incorporando cada vez más en este campo de las protecciones eléctricas.

Estas protecciones que están integradas principalmente por microprocesadores, constituyen las unidades denominadas digitales que a través de cálculo numérico, resuelven diferentes algoritmos matemáticos, recogiendo con suficiente aproximación los valores de las magnitudes eléctricas de la falla.

A partir de la década de los setenta, se inició con el desarrollo de las protecciones con microprocesador, siendo las primeras aplicaciones en las protecciones de extremos de línea que eran las más complejas. Posteriormente, se han ido extendiendo a otros campos de las protecciones y en la actualidad, es raro el nuevo diseño que no integre microprocesadores en cualquiera de los equipos de protección.

Aquí no podemos hablar de unas unidades básicas limitadas, sino del planteamiento de diferentes algoritmos que recogerán con mayor o menor fidelidad, los distintos condicionantes que se plantean en el Sistema Eléctrico de Potencia en los momentos de producirse las fallas.

Estos algoritmos se hallan en constante evolución, perfeccionándose continuamente, para que la respuesta dada por el equipo de protección cumpla con las exigencias marcadas por la red.

Dentro de este apartado vamos a señalar a título de ejemplo y a grandes rasgos, como resuelve un equipo de sobrecorriente el tema de la medida de la Intensidad.

El equipo de sobrecorriente se alimenta a través de los transformadores de intensidad del circuito protegido, proporcionando una corriente secundaria que se aplica a la entrada de la protección que a su vez, reduce a valores adecuados por unos transformadores de intensidad internos. Los secundarios de estos transformadores internos se conectan a unas resistencias, transformando de esta forma, las señales de intensidad en señales de tensión proporcionales.

Esta tensión se pasa a través de unos filtros pasabajos con frecuencia de corte de 50 o de 60 Hz., según la frecuencia industrial de que se trate, para llegar a un multiplexor y a un convertidor digital-analógico que ejerce las funciones de una etapa de amplificación de ganancia variable. La salida de este convertidor es rectificadora y llega a otro convertidor analógico-digital que es donde se realizan las medidas instantáneas de intensidad.

Un temporizador interno del microprocesador en la fase de muestreo, genera una interrupción en un período de tiempo muy corto, por ejemplo cada milisegundo en 50 Hz. con lo que se tienen 20 interrupciones cada ciclo. Estas interrupciones se dividen en grupos de cinco, de tal forma, que las cuatro primeras se utilizan para medir las intensidades de las tres fases y del neutro y la quinta, en este caso, se deja para ejecutar el programa del recierre y registro de perturbaciones. Esto quiere decir que se realizan cuatro medidas para cada fase en un ciclo, separadas entre sí 5 ms. cuando se trata de 50 Hz. o cada 4,33 ms. en 60 Hz.

Con estas cuatro medidas de intensidad instantánea se calcula la intensidad eficaz de la corriente mediante la fórmula,

$$I = \frac{I_1 + I_2 + I_3 + I_4}{4}$$

Este valor de la intensidad eficaz así obtenida, servirá para obtener las curvas de actuación de retardo inverso, así como para la operación de las unidades instantáneas.

## 5. REQUISITOS DE LOS RELES Y SISTEMAS DE PROTECCION

A todo relé o sistema de protección, se le exigen **tres** requisitos para que realice su función correctamente. Estos requisitos son:

- Sensibilidad
- Selectividad
- Rapidez

### 5.1. Sensibilidad

El relé debe ser lo suficientemente **sensible** para operar en las condiciones mínimas que se puedan dar en la parte que tenga encomendada del sistema. En cualquier SEP, en varias ocasiones en el día y durante las distintas estaciones del año, la carga puede variar entre límites muy amplios. Para cubrir estas exigencias cambiantes de la carga solicitada, es preciso poner diferentes combinaciones en la generación con el fin de atender la demanda de la forma más adecuada. La condición de mínima exigencia de generación, es generalmente la que nos va a definir la sensibilidad del relé. En estas condiciones, circulará por la protección la mínima corriente de falla al producirse un cortocircuito y el relé, deberá ser lo suficientemente sensible para despejar esa falla.

### 5.2. Selectividad

La **selectividad** de un relé de protección es la facultad para reconocer inequívocamente una falla, para posteriormente disparar los interruptores que tiene encomendados y despejar la falla. Los relés deben de seleccionar, entre las fallas por las que deben de operar por ser producidas en los propios equipos que protegen, de las fallas en otros equipos por las que no deben de operar. Algunos esquemas de protecciones son inherentemente selectivos, esto implica, el que no se vean afectados por las fallas que se produzcan fuera de los equipos o zonas que tienen bajo su responsabilidad. Un ejemplo de este tipo de esquemas inherentemente selectivos, son las protecciones diferenciales. Otro tipo de protecciones, con actuación diferida en fallas fuera de su zona encomendada, son consideradas relativamente selectivas. En estas protecciones generalmente, la selectividad se obtiene a través de ajustes de los niveles de respuesta y de los tiempos de operación, en coordinación con los relés con los que se pretende sean selectivos. En el caso de que los relés sean de diferentes características de operación, hay que tener presente que la selectividad debe de establecerse, sobre el campo total comprendido entre los valores mínimo y máximo de la corriente de cortocircuito.

### 5.3. Rapidez

El relé igualmente, debe de operar con la **rapidez** adecuada. Por supuesto, la

rapidez es esencial en la separación del elemento dañado de la red, para evitar que se produzcan mayores desperfectos debido a los efectos del cortocircuito, y de esta manera, reducir los costos de reparación y el de su permanencia fuera de servicio. La rapidez de operación tiene además repercusión directa, en la estabilidad general del Sistema Eléctrico de Potencia. Durante una falla por cortocircuito, el resto de la red transmite menor energía y algunos generadores tienden a perder el sincronismo, produciéndose en ellos la salida de paralelo. Cuanto menor es el tiempo de mantenimiento de la falla, es menos probable que los generadores pierdan el sincronismo y por consecuencia, afecte a la estabilidad del sistema.

#### 5.4. **Fiabilidad**

Además de los requisitos, para que un sistema de protecciones funcione satisfactoriamente, debe de ser fiable. La **fiabilidad** es la medida del grado de confianza de que un sistema de protección va a actuar correctamente.

La fiabilidad engloba dentro de sí dos conceptos. Por un lado, el concepto de obediencia, que es la cualidad de que una protección opere correctamente cuando es requerido para operar y por otro, el concepto de seguridad, que es la cualidad de no operar ante unas causas extrañas, evitando actuaciones incorrectas. La fiabilidad de un sistema de protecciones depende en primer lugar, de la fiabilidad de los propios relés y en segundo lugar, de su aplicación, de su correcta instalación y de su mantenimiento preventivo.

#### 5.5. **Característica de operación**

Un relé puede actuar por medida de una sola magnitud eléctrica, bien sea intensidad, tensión o frecuencia y también por la acción de dos magnitudes simultáneamente como intensidades y tensiones. En este último caso, en la actuación del relé pueden intervenir, el ángulo de fase, la relación entre las magnitudes eléctricas o bien, la combinación de ambas.

##### 5.5.1. **Curvas características de operación**

La relación entre las magnitudes que van a hacer actuar al relé, se muestran en gráficos que denominaremos **Curvas características de operación**. Cuando la actuación del relé es por una sola magnitud, su respuesta es puramente en función del tiempo, como se muestra en la **Fig. 26**.

Cuando la actuación es por dos magnitudes, las características se representan por una magnitud y el ángulo de fase entre las dos magnitudes **Fig. 27**.

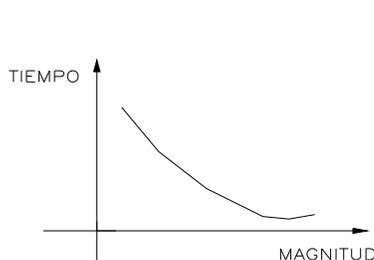


Fig. 26 : Magnitud y tiempo

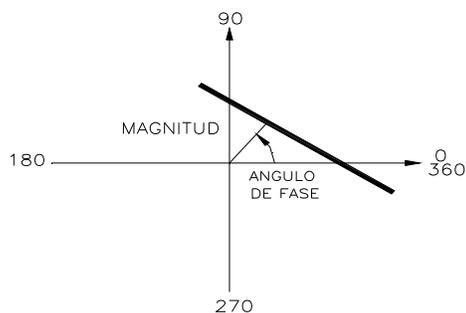


Fig. 27 : Magnitud y ángulo

En términos de la relación entre las dos magnitudes **Fig. 28** o, como la combinación entre la relación de las dos magnitudes y el ángulo de fase entre ellas **Fig. 29**.

Además, los tiempos de operación se pueden representar en los gráficos de tiempos. Las curvas características tienen especial interés a la hora de establecer los valores de respuesta, con los que deduciremos también, otros parámetros como la sensibilidad, velocidad y selectividad, necesarios en la coordinación de las protecciones .

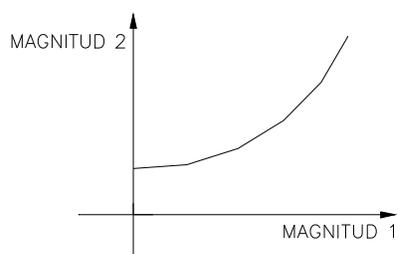


Fig 28 : Relacion entre dos magnitudes

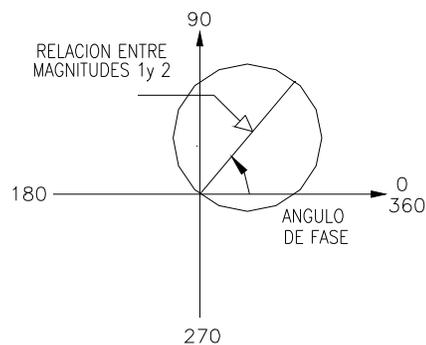


Fig. 29 : Relacion entre dos magnitudes y angulo

## CAPITULO II

### CALCULO DE FALLAS

#### 1. ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Los estudios de cortocircuito son necesarios en cualquier sistema eléctrico para determinar la capacidad de los interruptores, coordinación de los sistemas de protección, diseño de barras, caída de tensión durante el arranque de los motores, etc. Un diagrama unifilar no es completo si no se han calculado los niveles de cortocircuito en varios puntos estratégicos.

No se deben adquirir el equipamiento de una subestación, los centros de control de los motores, paneles de interruptores, etc. sin el conocimiento completo de los niveles de cortocircuito en todo el sistema eléctrico.

##### 1.1 INCIDENTE EN UN SISTEMA ELECTRICO

Todo cambio en la red no deseada se denomina "incidente". Puede ser causado por fallas o por variaciones de algún parámetro que define la red.

El número de fallas en un sistema está en función de muchos parámetros, entre ellos el nivel de la tensión. A continuación se detallan las estadísticas.

##### TIPOS DE FALLAS:

	≤230 KV	>230 KV
• Monofásicas	60%	85%
• Bifásicas	30%	10%
• Trifásicas	<u>10%</u>	<u>5%</u>
	100%	100%

##### UBICACIÓN DE FALLAS:

• Líneas de transmisión	:	85%	
• Barras	:	12%	
• Transformadores y generadores	:	<u>3%</u>	
		100%	

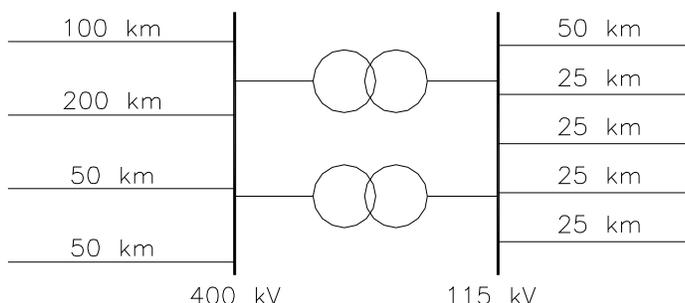
##### 1.2 FRECUENCIA DE LAS FALLAS ELÉCTRICAS

Las fallas más frecuentes ocurren en las líneas de transmisión por ser las más expuestas a los fenómenos atmosféricos y condiciones ambientales.

• <b>Líneas de transmisión</b> (dependiendo del N° de tormentas eléctricas)	<b>Tensión</b>	<b>Fallas por 100 Km y por año</b>
	400 kV	0.2 – 1.0
	220 kV	0.7 – 3.5
	130 kV	3.0 – 15
	70 kV	2.0 – 10
	40 kV	6.0 – 30

- Líneas de 300 km y 400 kV
- Líneas de 10 km y 40 kV

0.6 – 3.0 Fallas/Año  
0.6 – 3.0 Fallas/Año



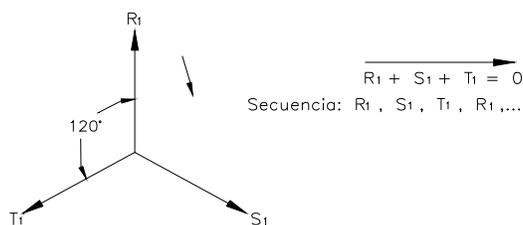
5 – 25 FALLAS/AÑO

## 2. RESUMEN DE LA TEORIA DE COMPONENTES SIMETRICOS

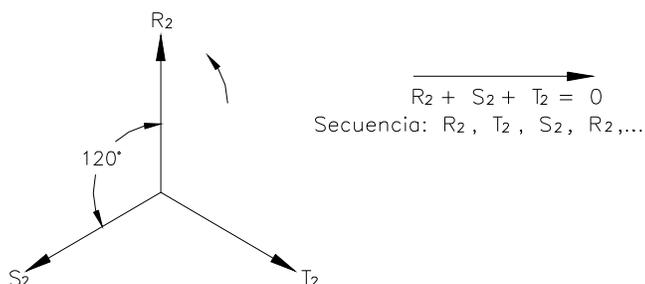
Cuando se trata de calcular cortocircuitos en sistemas de cierta complejidad e interesa conocer las magnitudes en diversos puntos del mismo, se utiliza el método de cálculo denominado “Componentes Simétricas”, que se basa en que un sistema de tres vectores, entre los cuales alguno(s) puede(n) ser nulo(s) y pueden ser descompuestos en tres subsistemas vectoriales denominados:

- de secuencia directa o positiva (1)
- de secuencia inversa o negativa (2)
- de secuencia homopolar o cero (0)

El subsistema directo esta compuesto por tres vectores iguales en modulo y desfasados entre sí en  $120^{\circ}$ ; es decir, es un sistema trifásico equilibrado.

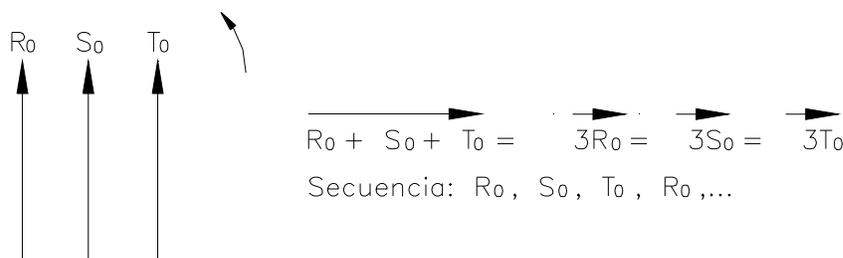


El subsistema inverso es idéntico, en su composición, al interior, excepto que la secuencia es contraria.



El subsistema homopolar esta compuesto por tres vectores iguales en modulo y argumento, es decir, es un sistema trifásico desequilibrado cuya resultante es el triple de uno de los componentes.

El subsistema homopolar solo se dará en el caso en que el sistema de partida este desequilibrado.



Tres vectores R, S, T, pueden, por lo tanto, descomponerse como sigue:

$$R = R_1 + R_2 + R_0$$

$$S = S_1 + S_2 + S_0$$

$$T = T_1 + T_2 + T_0$$

Al ser de distinta secuencia los subsistemas directo e inversa, se establece que:

$$S_1 = a^2 R_1$$

$$S_2 = a R_2$$

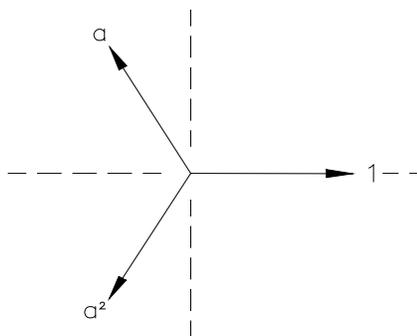
$$T_1 = a R_1$$

$$T_2 = a^2 R_2$$

Siendo  $a$  y  $a^2$  operadores, en la forma:

$$a = 1 \angle 120$$

$$a^2 = 1 \angle 240$$



y que

$$R_0 = S_0 = T_0$$

Por lo tanto, puede escribirse:

$$R = R_1 + R_2 + R_0 \quad \dots (1)$$

$$S = a^2 R_1 + a R_2 + R_0 \quad \dots (2)$$

$$T = a R_1 + a^2 R_2 + R_0 \quad \dots (3)$$

Si sumamos las tres ecuaciones nos queda:

$$R + S + T = (1 + a + a^2) (R_1 + R_2) + 3R_0$$

Pero  $1 + a + a^2 = 0$

Resultando

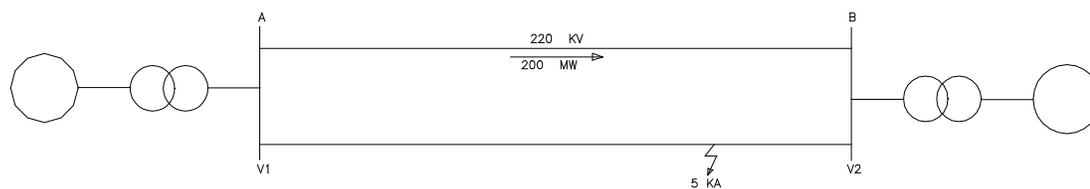
$$R_0 = \frac{R+S+T}{3}$$

$$R_1 = \frac{R+aS+a^2T}{3}$$

$$R_2 = \frac{R+a^2S+aT}{3}$$

Se demuestran, pues, que conocidos los módulos y argumentos de tres vectores cualesquiera, estos pueden descomponerse en tres subsistemas simétricos de vectores (directo, inverso y homopolar) con cuya composición puede, a su vez, obtenerse el sistema vectorial de partida.

### 3. RELACION ENTRE LAS FALLAS Y LA TRANSFERENCIA DE POTENCIA



$$POTENCIA = 3 \times 220 / 1.73 \times 5 = 1905 \text{ MVA}$$

EZFUERZOS TERMICOS

ESTABILIDAD

TENSIONES MECANICAS

SOBRETENSIONES

En la figura anterior se muestra una falla cerca de la estación B. Durante la falla, la tensión en la barra B es cero, lo que hace imposible la transferencia de energía entre A y B. Esto significa que hay en A un exceso de energía de 200 MW que va a acelerar el sistema. Por otro lado, en B la falta de energía de 200 MW va a desacelerar el sistema. En consecuencia las dos tensiones V1 y V2 se van a desplazar apartándose durante la falla. Si la falla no se despeja con rapidez necesaria habrá un colapso del sistema.

También si se mantiene la estabilidad pero hay una gran diferencia entre V1 y V2, los esfuerzos en el conjunto generador-turbina serán muy elevados. Esto depende de la "sincronización" de los dos sistemas que tienen lugar cuando se elimina la falla.

Las fallas eléctricas incluyen cortocircuitos monofásicos, bifásicos o trifásicos.

Estas fallas normalmente dan lugar a corrientes más elevadas de lo permitido dando lugar a esfuerzos térmicos y mecánicos en el equipo eléctrico. Los aumentos de tensión, potenciales de tierra, tensiones inducidas y corrientes excesivas son perjudiciales para el equipo y para las personas.

Finalmente una falla severa puede dar lugar a problemas de estabilidad y más aún a un colapso total del sistema.

Las líneas de transmisión representan una gran parte del capital invertido en un sistema de potencia. Ellas son también el factor limitativo para la transmisión de energía.

La capacidad transitoria de transmitir energía se puede estudiar de acuerdo al conocido criterio de igualdad de áreas.

La potencia transmitida  $P_t = P_o \text{ Sen } \delta$  donde  $\delta$  es el ángulo entre las tensiones del transmisor y el receptor.  $P_o$  es la potencia máxima teórica transferida, donde:

$$P_o = \frac{V_1 \times V_2}{X_d^1 + X}$$

V1 y  $X_d^1$  representan la tensión interna y la reactancia transitoria del generador. V2 es la tensión interna del sistema de potencia receptor, y X la reactancia entre los dos extremos.

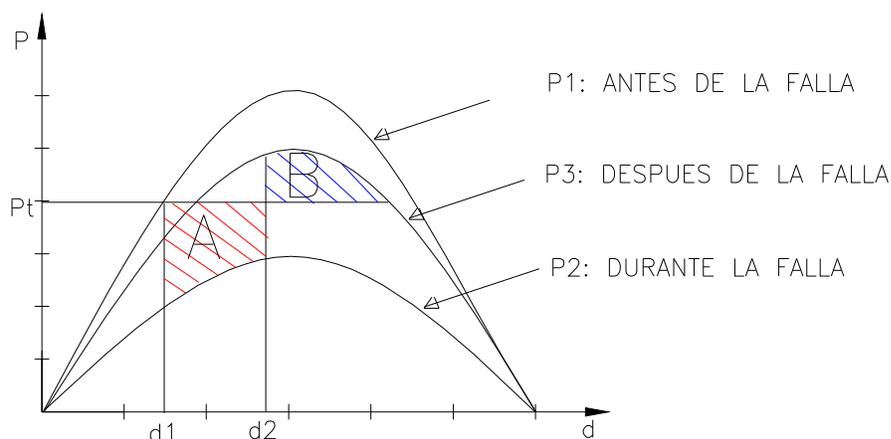
Si ocurre una falla eléctrica en el sistema la capacidad de transmisión se reducirá. Cuanto se reducirá? Depende del tipo y ubicación de la falla. Generalmente una falla trifásica va dar lugar a una capacidad de transmisión menos que las otras fallas.

Vale el siguiente orden de severidad:

Fallas trifásicas	3Ø
Fallas bifásicas a tierra	2Ø - T
Cortocircuitos bifásicos	2Ø

Fallas monofásicas a tierra

1Ø



Durante la falla el ángulo de las tensiones entre los dos extremos aumenta debido al hecho de que en un extremo hay exceso de potencia y en el otro hay deficiencia de potencia.

Si el ángulo es muy grande el resultado será una pérdida del sincronismo. El límite de la estabilidad ocurre cuando las dos áreas A y B son iguales. Para una falla trifásica, cuando  $P_2=0$ , el ángulo máximo permitido para mantener la estabilidad es  $\delta_2$ .

$\delta_2 - \delta_1$  es proporcional a la potencia  $P_t$ , al cuadrado del tiempo de supresión de la falla  $t_k$  e inversamente proporcional a la constante de inercia del generador (H).

Para mantener la máxima estabilidad se debe minimizar A y maximizar B.

Esto se obtiene reduciendo el tiempo de supresión de la falla. Si se reduce la potencia transmitida, obviamente el margen en relación a la inestabilidad va a aumentar.

**En consecuencia, si el tiempo de supresión de la falla se reduce es posible aumentar la potencia transferida con el mismo margen de seguridad.**

Otra manera de obtener una estabilidad mejor, sería aumentar la constante de inercia del generador. Sin embargo, este no es un método que en realidad se puede usar.

También se puede aumentar  $P_3$ , o sea la capacidad de transmisión después de suprimida la falla. Esto se hace con disparo monofásico y recierre.

Aumentar la tensión  $V_1$  da una estabilidad mejor, como también ocurre reduciendo la reactancia de transmisión.

El principio básico del criterio de igual de áreas es evaluar las siguientes posibilidades:

Para minimizar A

- Acortar el tiempo de supresión de la falla  $t_k$
- Reducir la potencia  $P_t$ .
- Aumentar la constante de inercia H del generador.
- $P_2$  ( $\delta$ ) depende de la localización de la falla.

Para minimizar B

Acortar el tiempo de supresión de la falla  $t_k$   
 Reducir la potencia  $P_t$   
 Aumentar  $P_3$   
 Aumentar la tensión  $V_1$   
 Reducir la reactancia  $X'd + X$

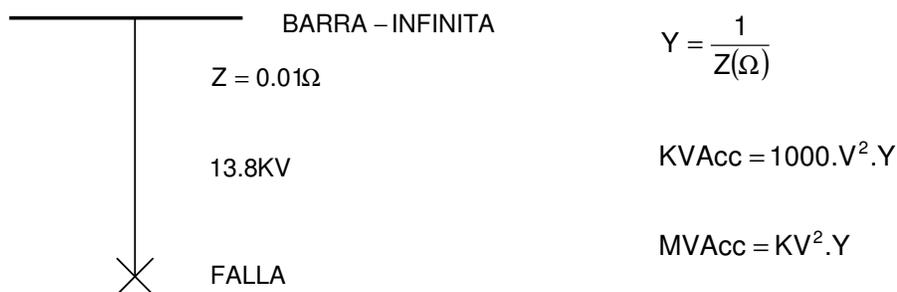
En consecuencia una de las funciones principales de los relés de protección es eliminar las fallas en el menor tiempo posible (criterio de rapidez), lo cual redundará en un ahorro económico y sobre todo cuida la imagen de las empresas eléctricas.

#### 4. METODO DE LAS POTENCIAS

El saber como resolver los problemas de cortocircuitos es un deber de todo ingeniero electricista. Actualmente existen programas computacionales que permiten determinar fácilmente los valores de corrientes de cortocircuito ó potencias de cortocircuito, sin embargo, muchas veces no todos los ingenieros tienen acceso a estos programas especialmente cuando se encuentran en el lugar de la obra. Siendo entonces necesario conocer un método simple aplicable sobre todo a redes radiales que son los que normalmente se encuentran en las zonas industriales y rurales.

Básicamente el método de las potencias es una modificación del método ohmico en el cual la impedancia de un circuito es la suma de las impedancias de varios componentes del circuito. Desde que la admitancia es por definición la inversa de la impedancia. El recíproco de la admitancia del sistema es la suma de los recíprocos de las admitancias de los componentes. De igual modo por definición la admitancia de un circuito o componente, es la corriente o potencia máxima a una tensión unitaria el cual fluye a través del circuito o componente en un cortocircuito o falla cuando está alimentada por una fuente de capacidad infinita.

Ejm 1: Sea el circuito:



$$Y = \frac{1}{Z(\Omega)}$$

$$KVA_{cc} = 1000 \cdot V^2 \cdot Y$$

$$MVA_{cc} = KV^2 \cdot Y$$

$$MVA_{cc} = \frac{MVA}{Z_{p.u.}}$$

Siendo:  $V = \sqrt{3} \cdot V_F$   
 $I_{cc}$  : corriente de cortocircuito en A  
 $Z$  : impedancia de fase en ohm

$$I_{cc} = \frac{V_F}{Z}$$

$$\sqrt{3}(\sqrt{3})V_F \cdot I_{cc} = \sqrt{3}(\sqrt{3})\frac{V_F}{Z}$$

$$\sqrt{3} \cdot V \cdot I_{cc} = \frac{V^2}{Z}$$

$$VA_{CC} = \frac{V^2}{Z}$$

$$Z_{PU} = \frac{Z}{Z_B} = \frac{Z \times MVA}{(KV)^2} \dots \dots \beta$$

$$MVA_{CC} = \frac{(KV)^2}{Z} \dots \dots \alpha$$

$$Z_B = \frac{(KV)^2}{MVA}$$

De  $\alpha$  y  $\beta$  se tiene:

$$MVA_{CC} = \frac{MVA}{Z_{PU}}$$

a).- CONVERSIÓN A LAS POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO

Convertir todos los componentes unifilares a potencias de cortocircuito en MVA. Cada equipo, como los generadores, motores, transformadores, etc, están normalmente definidos por su propia impedancia nominal.

La potencia de cortocircuito de cada equipo, es simplemente su potencia nominal en MVA dividida por su impedancia o reactancia en P.U., es decir:

$$MVA_{CC} = \frac{MVA}{Z_{P.U.}}$$

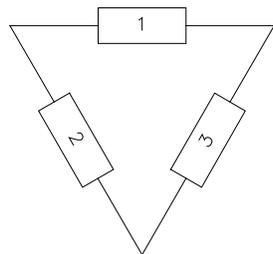
En el caso de una línea donde se conoce la tensión e impedancia ó reactancia en OHM. La potencia de cortocircuito está dada por:

$$MVA_{CC} = \frac{KV^2}{Z(\Omega)}$$

La potencia de cortocircuito de contribución del sistema de potencia, generalmente es un dato que se solicita a la empresa que lo administra. Sin embargo, si se tiene solamente la impedancia o reactancia, se aplicarán las mismas fórmulas anteriores.

b).- COMBINACIÓN DE LAS POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO

- Las potencias de cortocircuito en serie se combinan como resistencias en paralelo.
- Las potencias de cortocircuito en paralelo se combinan como resistencias en serie.
- La conversión de triángulo a estrella en la industria es muy rara, sin embargo en caso de necesidad la conversión es simplemente una operación aritmética.

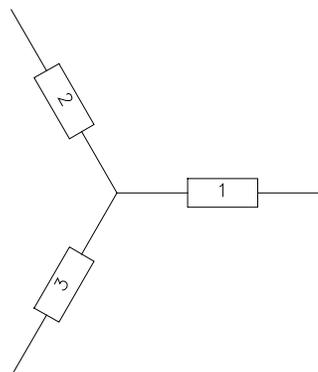


$$Y1 = S/D1$$

$$Y2 = S/D2$$

$$Y3 = S/D3$$

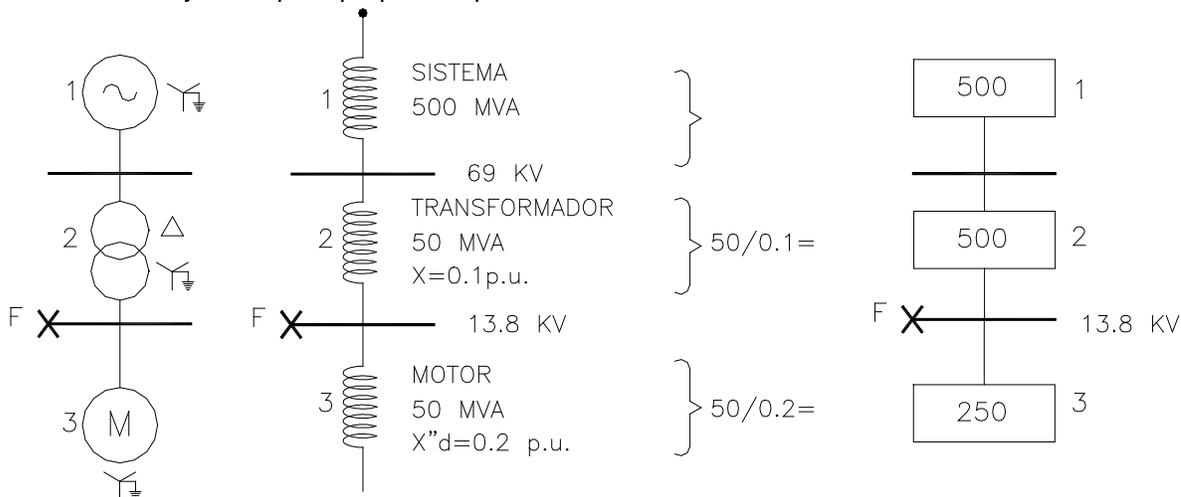
Donde:  $S = (D1 \times D2) + (D2 \times D3) + (D3 \times D1)$



En el ejemplo 1:  $MVA_{acc} = 13.8^2 / 0.01 = 19.044$

Prácticamente el método MVA se usa separando el circuito en sus componentes, calculando cada componente como si estuviera conectado a una barra infinita.

Ejem. 2, para propósitos prácticos se considera solamente las reactancias.



El componente 1 que es el sistema, normalmente se da la potencia de cortocircuito en MVA. Si no se tiene esta potencia, pero se tiene la tensión e impedancia, entonces se calcula mediante la fórmula:

$$MVA_{acc} = KV^2 \cdot Y$$

Para el componente 2 se debe usar la fórmula:

$$MVA_{acc} = \frac{MVA}{Z_{P.U.}}$$

La potencia de cortocircuito en MVA de un transformador es igual a su propia potencia nominal en MVA dividida por su propia impedancia en P.U. (Tensión de cortocircuito).

Para el componente 3 nuevamente se debe usar la fórmula:

$$MVA_{acc} = \frac{MVA}{Z_{P.U.}}$$

La combinación de las potencias de cortocircuito de los componentes suponiendo una falla en el punto "F" de la fig. anterior será simplemente una operación aritmética.

Si los componentes están en serie: como si se tratara de resistencias en paralelo

$$MVA_{1,2} = \frac{MVA_1 \times MVA_2}{MVA_1 + MVA_2}$$

Si los componentes están en paralelo: como si se tratara de resistencias en serie

$$MVA_{1,2} = MVA_1 + MVA_2$$

Ejemplo: En la figura anterior:

$$MVA_{1,2} = \frac{MVA_1 \times MVA_2}{MVA_1 + MVA_2} = \frac{500 \times 500}{500 + 500} = 250$$

$$MVA_{1,2+3} = 250 + 250 = 500$$

$$I_{cc} = 500 \times (1000 / \sqrt{3}) / 13.8 = 20,918.5 \text{ A.}$$

#### c).- EL PORQUE DEL MÉTODO DE LAS POTENCIAS

Hay muchas razones por las que el método de las potencias son muy empleadas en las redes industriales y rurales:

- No se requiere una potencia base común como en el método por unidad.
- No se requiere convertir las impedancias de un nivel de tensión a otro como sucede en el método ohmico.
- Las fórmulas de conversión del método ohmico y por unidad son muy complicadas y difíciles de memorizar.
- El método ohmico y por unidad, usualmente maneja cantidades decimales, por lo que es factible que se cometa errores en los decimales que luego lleven a resultados erróneos.
- El método de las potencias maneja números grandes y con un poco de práctica se puede simplificar varios cálculos. Por ejemplo: dos potencias de 10 MVA en serie tendrán un equivalente de 5 MVA; 10 y 100 MVA en serie será 9.1 MVA, es decir, 10 y 100 en serie dará aproximadamente 10 MVA. Un pequeño número combinado con un número grande (más de 100 veces), no tendrá efecto alguno.

#### d).- CALCULO DE FALLAS MONOFÁSICAS

Siempre haremos referencia al diagrama unifilar del Ejm. 2. Como se vió anteriormente la potencia de cortocircuito trifásico fue 500 MVA.

Como la impedancia de secuencia positiva es igual a la secuencia negativa en este caso, se puede decir:

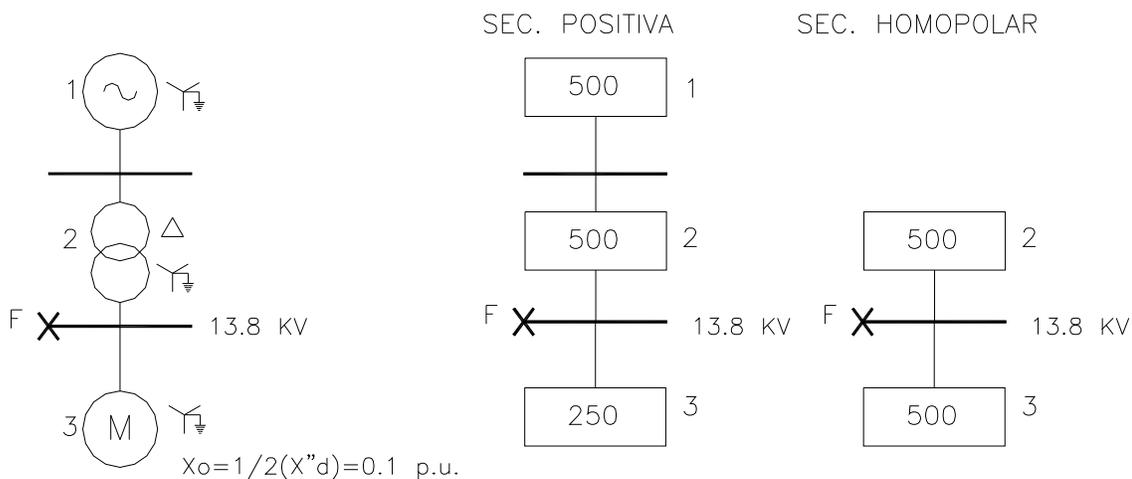
$$MVA_+ = MVA_- = 500 \text{ MVA}$$

La potencia de cortocircuito monofásico debe ser calculada para luego ser combinado con las potencias de cortocircuito de secuencia positiva y negativa.

Solamente el transformador y el motor contribuyen a la falla en cuanto a secuencia cero se refiere, es decir:

$$MVA_{1\phi} = 500 + 500 = 1000$$

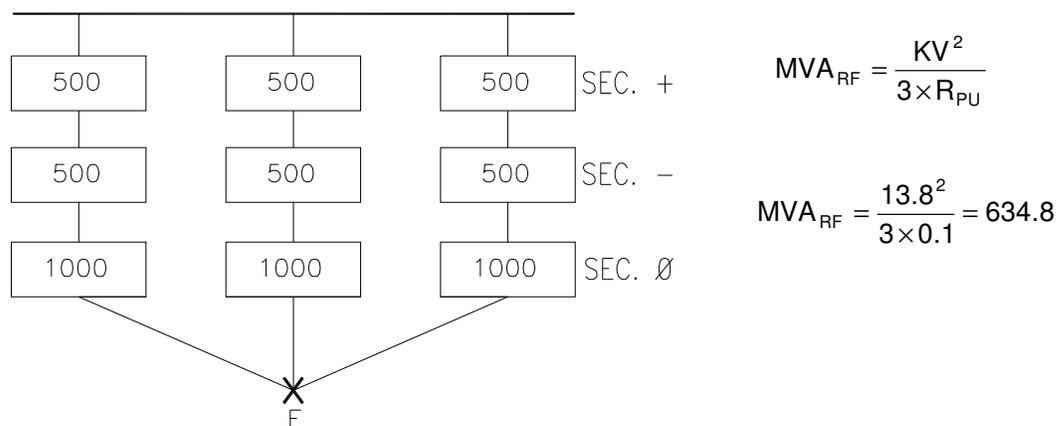
La contribución en secuencia cero del sistema (generador) no pasa por la conexión delta del transformador de potencia.



$$MVA_{1,2} = \frac{500}{2} = 250$$

$$MVA_{1,2+3} = \frac{250 \cdot 1000}{250 + 1000} = 200$$

Cuando se tenga una impedancia de falla, también el método es aplicable.



En el ejemplo  $X_f = 0.1 \text{ p.u.}$

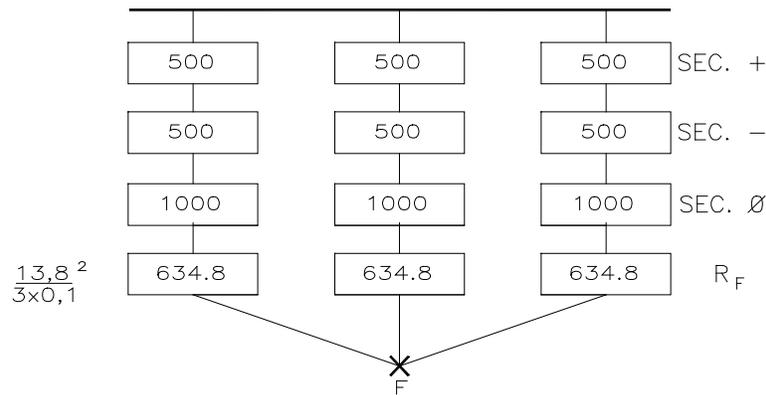
$$MVA_{F\phi} = 3 \times 200 = 600$$

$$I_{cc_{1\phi}} = \frac{600 \times 1000}{\sqrt{3} \times 13.8} = 25,102 \text{ A}$$

## 5. ALGUNAS CONSIDERACIONES DE LOS CÁLCULOS DE CORRIENTE DE

$$MVA_{F\phi} = 3 \times \frac{200 \times 634.8}{200 + 634.8} = 456.25$$

$$I_{CC1\phi} = \frac{456.25 \times 1000}{\sqrt{3} \times 13.8} = 19,088A$$



### CORTOCIRCUITO

La máxima corriente de falla se calcula para las siguientes condiciones:

- Todos los generadores en servicio.
- Impedancia de falla igual a cero.
- Debe ser trifásica y monofásica.
- Máxima demanda.
- Las impedancias corresponden a las sub-transitorias

La mínima corriente de falla se calcula para las siguientes condiciones:

- Mínimo número de generadores en servicio.
- Impedancia de falla no es nula.
- Debe ser bifásica y monofásica.
- Mínima demanda.
- Las impedancias corresponden a las transitorias.

Otros criterios que se puede tener en cuenta son los siguientes:

Para protección de sobrecorriente las impedancias deben corresponder a las impedancias transitorias de las máquinas rotativas.

Para las protecciones diferenciales y unidades de sobreintensidad instantáneas as impedancias deben corresponder a las impedancias sub-transitorias de las máquinas rotativas

### CAPITULO III

#### TRANSFORMADORES PARA MEDIDA Y PROTECCION

##### 1. CONCEPTOS GENERALES

Los aparatos de medida y los relés de protección, utilizados en las instalaciones eléctricas, generalmente no están contruidos para soportar altas tensiones ni elevadas intensidades de corriente. Además estos aparatos deben estar aislados de las altas tensiones para prevenir accidentes entre el personal encargado de su vigilancia.

Por estas razones, los aparatos de medida y dispositivos de protección se conectan en las instalaciones a través de los denominados **transformadores de medida y protección**. En las condiciones normales de operación y las condiciones de falla, los dispositivos de medida y protección están referidas siempre a la detección de los niveles de la tensión y corriente.

Los transformadores de tensión e intensidad son de dos tipos, que se denominan:

- a) Transformadores de Corriente o Intensidad
- b) Transformadores de Tensión o Potencial

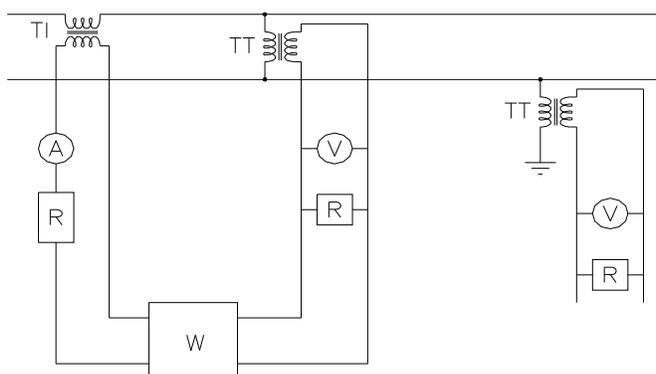


Fig.1

En la fig. 1 vemos un esquema sencillo en el que se muestran un transformador de intensidad (T.I.) y dos transformadores de tensión (T.T) uno de los cuales está conectado entre fases y el otro entre fases y tierra.

Las principales características que cabe considerar en la selección de un transformador son:

- Dimensionamiento del aislamiento para la tensión de utilización.
- Precisión en la reproducción de la magnitud primaria
- Calentamiento del equipo y capacidad de sobrecargas.

De la correcta definición de estos parámetros dependerá el funcionamiento de los equipos de protección en los momentos críticos.

Así, en lo referente al aislamiento existe una gran diferencia entre los transformadores

que deben ir destinados a servicio interior o a servicio exterior, ya que estos últimos necesitan una línea de fuga que evite contorneos en condiciones de lluvia, niebla, depósitos superficiales debidos a polución, ambientes salinos, etc.

## 2. **NORMAS**

Las Normas Internacionales que rigen a los transformadores de medida y protección son las siguientes:

- **Norma IEC Publicación 185** (Europea)  
Transformadores de Intensidad.
- **Norma IEC Publicación 186** (Europea)  
Transformadores de Potencial
- **Norma ANSI C57.13** (Americana)  
Transformadores de Intensidad y Potencial.

## 3. **TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD**

Es un transformador en el cual en condiciones normales la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria y difiere de este en el ángulo de desfasaje, que es aproximadamente cero.

La intensidad de la corriente primaria tiene una relación con la corriente secundaria y se denomina **relación de transformación real** del transformador de intensidad, siendo inversamente proporcional al número de espiras.

$$K_I = \frac{I_1}{I_2}$$

Los transformadores de intensidad son muy parecidos a un transformador de potencia monofásico, aunque presentan ciertas diferencias fundamentales:

- El primario está dispuesto en serie con el circuito principal, mientras los transformadores de potencia lo están en paralelo.
- La corriente primaria es, en todo momento, independiente de la carga conectada en el secundario.
- La carga secundaria debe ser mínima, funcionando con el secundario en condiciones similares a las de cortocircuito.

El arrollamiento primario puede tener una, dos o tres secciones, permitiendo una, dos o tres intensidades primarias nominales, mediante el adecuado acoplamiento de las mismas.

En la Fig. 2 se representa un T.I. de doble relación primaria: 50-100/5A

Puede haber también, uno o varios arrollamientos secundarios, bobinados cada uno sobre su circuito magnético. De esta manera no existe influencia de un secundario sobre el otro. En la Fig. 3 vemos un T.I. con dos secundarios independientes.

## **FUNCIONAMIENTO**

Cualquier variación de la intensidad primaria se refleja en las indicaciones del instrumento, medidor o relé conectado en serie con el secundario del transformador. Los instrumentos que son amperímetros o bobinas de intensidad de vatímetros, medidores de energía o cosfímetros, se caracterizan por muy baja impedancia, por lo que se

produce el efecto de cortocircuito del arrollamiento secundario. Los flujos magnéticos en ambos arrollamientos son casi iguales y tienen sentidos opuestos, de modo que durante el funcionamiento existe solamente un flujo magnético resultante muy pequeño.

$$\overset{\circ}{\Phi}_r = \overset{\circ}{\Phi}_1 - \overset{\circ}{\Phi}_2$$

El flujo resultante  $\overset{\circ}{\Phi}_r$  origina en el núcleo una *Inducción Magnética B* de bajo valor, del orden de cientos de líneas, suficiente para generar en el secundario una fuerza electromotriz  $E_2$  que mantiene la intensidad que se mide. En el caso de abrir el circuito secundario (desconexión de la carga, sea relé, amperímetro u otro equipo) la intensidad de la corriente primaria  $I_1$  actuaría su totalidad como corriente magnetizante, lo que originaría una Inducción Magnética  $B$ , en el núcleo de alto valor, del orden de las miles de líneas. En consecuencia subirán las pérdidas en el hierro y el transformador se calentará en exceso. Además en el instante de la apertura,  $\left(\frac{d\Phi}{dt}\right)$ , del secundario se

induce una tensión alta que puede ser muy peligrosa para el aislamiento. En vista de ello se debe siempre tener la precaución de no desconectar la carga del transformador antes de cortocircuitar el secundario y también tener conectado a tierra el secundario y el núcleo del transformador de corriente.

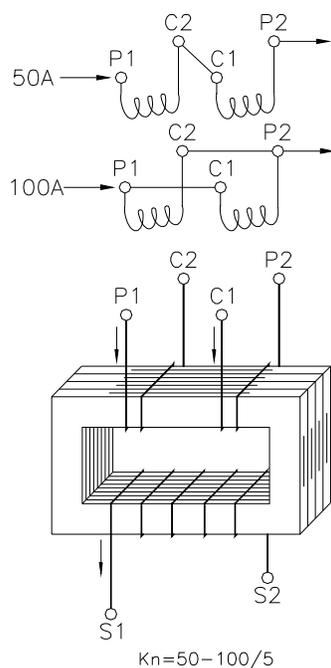


Fig.2

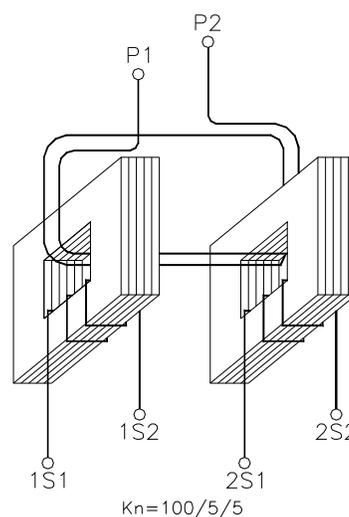


Fig.3

### 3.1 DEFINICIONES

#### **Corriente primaria y secundaria nominal**

El valor de la corriente primaria y secundaria sobre la cual esta basada la performance del transformador.

#### **Relación de transformación real**

Es la relación de la corriente primaria real sobre la corriente secundaria real.

#### Relación de transformación nominal

Es la relación de la corriente primaria nominal sobre la corriente secundaria nominal.

### **Error de relación.**

Es el error que introduce el transformador en la medición de corriente y que proviene del hecho que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal.

El error de relación expresado en porcentaje, viene dado por la fórmula:

$$\text{error\_relación\%} = \frac{(K_n \cdot I_s - I_p) \times 100}{I_p} = \left( \frac{K_n}{K} - 1 \right) \times 100$$

donde:  $K_n$  es la relación de transformación nominal  $I_{pn}/I_{sn}$

$I_p$  es la corriente primaria real

$I_s$  es la corriente secundaria real correspondiente a la corriente  $I_p$ , bajo condiciones de medición.

### **Error de fase**

Diferencia de fase entre los vectores de las corrientes primaria y secundaria, con el sentido de los vectores elegido de forma que este ángulo sea nulo para un transformador perfecto.

El error de fase se considera positivo cuando el vector de corriente secundaria está en adelanto sobre el vector de corriente primaria. Se expresa habitualmente en minutos o centirradiantes.

*Nota: Esta definición no es rigurosa más que para corrientes sinusoidales.*

### **Clase de precisión**

Designación aplicada a un transformador de intensidad cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de empleo especificadas.

### **Carga de precisión**

Es el valor de la impedancia del circuito secundario expresado en ohmios con indicación del factor de potencia en la que están basados los requerimientos de precisión.

### **Potencia de precisión**

Es el valor de la potencia aparente (en Volt-Ampere con un factor de potencia especificado) que el transformador suministra al circuito secundario a la corriente secundaria nominal cuando está conectado su carga de precisión.

### **Nivel de aislamiento nominal**

Combinación de los valores de la tensión soportada al choque y de la tensión soportada a frecuencia industrial, que caracteriza el aislamiento del transformador en lo que concierne a soportar las sollicitaciones dieléctricas.

### **Corriente térmica nominal de corta duración ( $I_{th}$ )**

Es el valor eficaz de la corriente primaria que un transformador soportara durante un segundo sin sufrir efectos dañinos, estando el arrollamiento secundario en cortocircuito.

### **Corriente dinámica nominal ( $I_{din}$ )**

Es el valor pico de la intensidad primaria que un transformador soportará sin ser dañado eléctrica o mecánicamente por las fuerzas electromagnéticas resultantes, estando el arrollamiento secundario en cortocircuito.

Corriente térmica permanente

Es el valor de la intensidad que puede circular permanentemente en el arrollamiento primario, con el arrollamiento secundario conectado a la carga nominal sin que la elevación de temperatura exceda los valores especificados.

### 3.2 POTENCIA DE PRECISION

Según la IEC Publicación 185 se admiten las siguientes potencias nominales hasta 30 VA (Volt-Ampere):

2.5 – 5 – 10 – 15 – 30

Factor de Potencia  $\cos \beta = 0.8$

Valores mayores a 60 VA pueden ser seleccionados para satisfacer la aplicación.

La Norma ANSI difiere en la forma de expresar las potencia. Las cargas son:

B-0.1, B-0.2, B-0.5, B-1, B-2, B-4, B-8

Donde el número que aparece después de la letra B (Burden), indica el valor de la impedancia en ohmios a 60 Hz. Las cargas B-0.1, B-0.2, B-0.5, se utilizan para medida con  $\cos \beta = 0.9$ , y las cargas, B-1, B-2, B-4, B-8, se utilizan para protección con  $\cos \beta = 0.5$ .

La Tabla 1 muestra una equivalencia aproximada entre las cargas IEC y ANSI

**TABLA 1**

Equivalencia de cargas entre IEC y ANSI

IEC Pub.185	ANSI C57.13	Zcarga (Ohm) a 60 Hz.e Isn = 5A
2.5 VA	B-0.1	0.1
5 VA	B-0.2	0.5
12.5 VA	B-0.5	0.5
25 VA	B-1	1
50 VA	B-2	2
100 VA	B-4	4
200 VA	B-8	8

### 3.3 TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD PARA MEDIDA

Son los transformadores de intensidad destinados a alimentar aparatos de medida, contadores u otros análogos.

Para proteger los aparatos alimentados por el transformador, en caso de cortocircuito en la red en la cual está intercalado el primario, se tiene en cuenta en "Factor nominal de seguridad" que se define como:

$$F_s = \frac{I_{ps}}{I_{pn}}$$

donde,  $I_{ps}$  es la "intensidad nominal de seguridad"  
 $I_{pn}$  es la "intensidad primaria nominal".

La intensidad nominal de seguridad, es la intensidad primaria, para la que el transformador ha comenzado a saturarse. En este momento, la intensidad secundaria multiplicada por la relación de transformación nominal, debe ser menor o igual a 0.9 veces la intensidad primaria. Se puede escribir entonces:

$$K_n \cdot I_{ss} \leq 0,9 \cdot I_{ps}$$

La letra " $F_s$ ", sustituye en las normas actuales a la letra "h" y la definición del "Factor de seguridad", se hace de forma similar al antiguo "Factor de sobrecarga", cambiando de sentido el signo. En la fig. 4 vemos la relación entre las intensidades y secundarias, para  $F_s \leq 5$ .

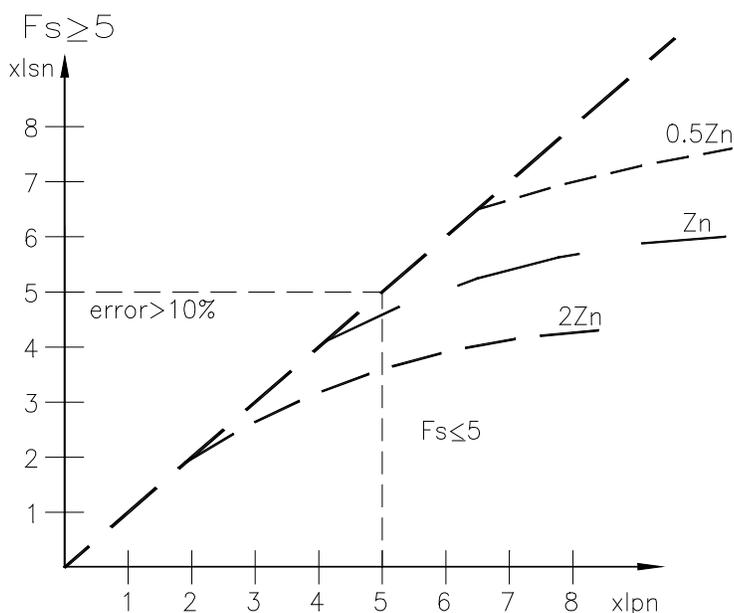


Fig. 4

Para que el transformador de intensidad pueda realizar una clase de precisión elevada con un factor nominal de seguridad, es necesario utilizar en la construcción del núcleo, chapa magnética de gran permeabilidad y de saturación rápida. Esto se logra normalmente, aunque no siempre es posible, con chapas de alto porcentaje de níquel (por Ejm. Mumetal) de elevado costo.

### CLASE DE PRECISION

La clase de precisión de un transformador de intensidad para medida esta caracterizado por un número (índice de clase) que es el limite del error de relación, expresado en

tanto por ciento para la Intensidad nominal primaria estando alimentado el transformador con la “carga de precisión”.

Las clases de precisión de los transformadores de Intensidad para medida son: 0.1, 0.2, 0.5 1 y 3.

Guía de aplicación (Según IEC Pub. 185)

Clase 0.1 – Laboratorio.

Clase 0.2 - Laboratorio, patrones, portátiles, contadores de gran precisión.

Clase 0.5 - Contadores normales y aparatos de medida.

Clase 1 - Aparatos de cuadro.

Clase 3 - Para usos en los que no se requiere gran precisión.

### 3.4 TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD PARA PROTECCION

#### DEFINICIONES

Son los transformadores de intensidad destinados a alimentar a los relés de protección. Deben por tanto, asegurar una precisión suficiente para intensidades de valor igual a varias veces la intensidad nominal.

#### ERROR COMPUESTO

Para estas intensidades el error a considerarse es el “Error compuesto”, que se define como el valor eficaz de la diferencia integrada sobre un periodo entre los valores instantáneos de la intensidad primaria y el producto de la relación de transformación nominal por los valores instantáneos de la intensidad secundaria real. En tanto por ciento, viene dado por la fórmula:

$$\sum_c (\%) = \frac{100}{I_p} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_n i_s - i_p)^2 dt}$$

Donde :

$K_n$  es la relación de transformación nominal.

$I_p$  es el valor eficaz de la corriente primaria

$i_p$  es el valor instantáneo de la corriente primaria

$i_s$  es el valor instantáneo de la corriente secundaria

#### INTENSIDAD PRIMARIA LIMITE DE PRECISION NOMINAL

Es el valor más elevado de intensidad primaria, para la cual, el transformador, con la carga de precisión responde a los límites exigidos del error compuesto.

#### FACTOR LIMITE DE PRECISION NOMINAL

Es la relación entre la intensidad límite de precisión nominal y la intensidad nominal primaria.

Debe tenerse en cuenta, que el factor límite de precisión depende de la carga, y si esta es superior a la carga de precisión, el factor límite de precisión es inferior a la nominal.

El “Factor de seguridad” y el “Factor límite de precisión”, son conceptualmente similares, pues indican para que múltiplo de  $I_{pn}$ , comienza la saturación del TC con la carga nominal. Para calcular el nuevo factor (tanto el de seguridad como el límite de precisión) puede aplicarse la siguiente fórmula:

$$F = \frac{A}{\bar{Z}_s + \bar{Z}}$$

Donde A es una constante que puede obtenerse de los valores nominales de F y Z (ver fig. 4)

#### F.E.M. LIMITE SECUNDARIA

El producto del factor límite de precisión, la corriente secundaria nominal y la suma vectorial de la carga nominal y la impedancia del devanado secundario.

#### CORRIENTE DE EXCITACIÓN

Es el valor eficaz de la corriente que toma el devanado secundario de un transformador de intensidad cuando se aplica una tensión sinusoidal de frecuencia nominal a los bornes secundarios, y estando el primario y otros devanados en circuito abierto.

#### FACTORES LIMITES DE PRECISION NORMALES

Los factores límites de precisión normales son: 5 – 10 – 15 – 20 – 30

#### CLASE DE PRECISION

La clase de precisión de un transformador de intensidad para protección, esta caracterizada por un número (índice de clase) y la letra “P” (inicial de protección).

El índice de clase indica el límite superior del error compuesto para intensidad límite de precisión nominal y la carga de precisión. Después de la letra “P” figura el factor límite de precisión nominal.

Las clases de precisión normales son según la IEC.Pub. 185 son: 5P y 10P.

Nota: En las normas anteriores se utilizaba los factores de sobrecarga “n” o “s” en los transformadores de intensidad para protección, juntamente con una clase de precisión elegida de la tabla común de los transformadores de intensidad para medida y protección.

En las normas actuales, en cuanto al funcionamiento en sobreintensidad, 5P equivale a “s” y 10P a “n”, pero a su vez, a 5P le corresponde un error de intensidad de  $\pm 1\%$  a  $I_n$  y a 10P le corresponde un error de intensidad de  $\pm 3\%$  a  $I_n$  (Norma IEC Pub. 185)

Ejem.

a) antes : 30VA    clase 3     $n \geq 15$   
ahora : 30VA    clase 10P15

b) antes : 15VA    clase 1     $s \geq 10$   
ahora : 15VA    clase 5P10

- c) antes : 15VA clase 1  $n \geq 15$   
ahora : No se utiliza

La norma ANSI C57.13 admite las clases C y T para los transformadores de intensidad para protección. Los transformadores clase C, son aquellos cuyo bobinado está uniformemente repartido y por tanto, las pérdidas de flujo son despreciables. Estos transformadores pueden verificarse mediante cálculo.

Todos los transformadores clase C como T deben tener un error de relación menor de 10% a 20 veces  $I_N$ . La designación se realiza indicando la letra C o T, seguida de una cifra igual a la tensión que corresponde al secundario en régimen de sobrecorriente. Por ejemplo: La clase C100 expresa que a  $20 I_{SN} = 20 \times 5 = 100$  A, la tensión en los bornes secundarios es 100 V (por tanto la carga es 1  $\square$

Se ha de considerar que los TCs tipo C poseen todas las características de los transformadores designados para protección en la Tabla 1, de esta forma:

**TABLA 2**

C	B	VAcarga	Zcarga	Rcarga	Lcarga(mH)	f.p
C100	B-1	25	1	0.5	2.3	0.5
C200	B-2	50	2	1	4.6	0.5
C400	B-4	100	4	2	9.2	0.5
C800	B-8	200	8	4	18.4	0.5

#### LIMITE DE ERROR

A frecuencia nominal y con la carga nominal conectada, el error de intensidad, el ángulo de error y el error compuesto no deberán exceder los valores dados en la Tabla 3

**TABLA 3**

Clase de precisión	Error de I a $I_{PN}$ %	Angulo de desfasaje a $I_{PN}$		Error compuesto a $I_P$ límite de precisión nominal (%)
		minuto	Centiradianes	
5 P	$\pm 1$	$\pm 60$	$\pm 1.8$	5
10 P	$\pm 3$	-	-	10

Para los propósitos de ensayo cuando se determina el error de intensidad y ángulo de error, la carga tendrá un factor de potencia 0.8, inductivo excepto cuando la carga es menor de 5 VA, en donde se permite un factor de potencia de 1.0.

Para la determinación del error compuesto, la carga tendrá un factor de potencia comprendido entre 0.8 inductivo y 1.0 a discreción del fabricante.

### 3.5 RESISTENCIA A LOS CORTOCIRCUITOS

Por estar conectados en serie a las líneas de alimentación, los transformadores de intensidad están sometidos a las mismas sobretensiones y sobreintensidades que estas.

En general, estas sobreintensidades son muy superiores a las intensidades nominales de los T.I. Se considera que todo el calor producido queda almacenado en el conductor primario, cuyo calentamiento máximo se determinará en cada norma.

Para evitar que el transformador se rompa por los esfuerzos dinámicos que se producen en el primario, es necesario adecuar una sujeción mecánica en dicho primario. Estos esfuerzos mecánicos, son función del valor máximo de cresta de la intensidad de cortocircuito.

Conocida la potencia máxima de cortocircuito de la línea en la que está colocado el T.I., podemos calcular la intensidad térmica con la fórmula:

$$I_{\text{term}} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V}$$

Donde:

$I_{\text{term}}$  = Intensidad térmica de cortocircuito (kA, ef.)

$P$  = Potencia de cortocircuito (MVA)

$V$  = Tensión compuesta (kV)

La intensidad dinámica de cortocircuito se obtiene a partir de la térmica, teniendo en cuenta que ésta viene dada en valor eficaz y aquella en valor de cresta máximo. El coeficiente debido a la componente aperiódica, se considera normalmente 1.8 (normas CEI, UNE, etc). Por lo tanto:

$$I_{\text{din}} = 1.8 \sqrt{2} I_{\text{term}} = 2.5 I_{\text{term}}$$

Donde:

$I_{\text{din}}$  = Intensidad dinámica de cortocircuito (kA, cr.)

La resistencia a los cortocircuitos de los transformadores de intensidad, se determina por las intensidades límite térmica y dinámica.

#### **Intensidad límite térmica ( $I_{\text{term}}$ )**

Es el valor eficaz más elevado de la intensidad primaria, que el transformador puede soportar al efecto Joule durante un segundo sin sufrir deterioro, estando el circuito secundario conectado en cortocircuito. Se expresa en kA eficaces.

Si la duración e cortocircuito es diferente de 1s (entre 0.5 y 5s) debe indicarse esta duración a continuación de  $I_{\text{term}}$ . La relación que liga a los tiempos es:

$$I_{\text{term1}} \times \sqrt{t_1} = I_{\text{term2}} \sqrt{t_2}$$

Para los transformadores de clase térmica A, se puede admitir una densidad de corriente de 180 A/mm<sup>2</sup> en los conductores de cobre, lo que corresponde a un incremento de temperatura de 235 °C. (La norma ANSI es algo más severa en este aspecto).

Salvo indicación contraria, los T.I. se construyen con  $I_{term.} = 80 I_n$ , pero puede fabricarse incluso con  $I_{term.} = 1000 I_n$ . Sin embargo, hay que tener en cuenta que estos casos se reducen la potencia y clase de precisión que puede suministrar un determinado tipo de aparato al disminuir los amperiovueltas nominales.

### **Intensidad límite dinámica ( $I_{din.}$ )**

Es el valor de cresta de la primera amplitud de la intensidad que puede soportar un transformador sin sufrir deterioro, cuando el circuito secundario está conectado en cortocircuito. Se expresa en kA amplitud.

Como anteriormente se ha indicado, en diversas normas  $I_{din} = 2.5 I_{term.}$ . Sin embargo, en la norma ANSI, ambas intensidades se definen por separado y la intensidad límite dinámica se expresa en kA ef. Con una corriente totalmente desplazada, es decir:

$$I_{cresta} = 2 \times \sqrt{2} \times I_{din} = 2.83 \times I_{din}$$

Donde:

$I_{din}$  = Intensidad dinámica nominal (kA ef.)

## **3.6 DIFERENCIA ENTRE UN TC PARA MEDIDA Y OTRO PARA PROTECCIÓN**

Los transformadores de corriente para medida deben mantener su precisión hasta el nivel de corrientes próximo a la nominal y es conveniente que se saturen rápidamente cuando esta se sobrepase, con objeto de proteger los instrumentos de medida. En cambio, cuando se trate de protección, la precisión debe existir tanto para intensidades bajas como altas, dado que estas últimas son las que indican la existencia de fallas en la red. Por tanto no podrán utilizarse transformadores de intensidad de medida para protección ya que, en caso de una falla, la información que suministrarían no sería correcta.

El caso contrario, consiste en conectar aparatos de medida a transformadores de intensidad para protección, es posible, si bien se deberá tener en cuenta de que en casos de una falla el aparato de medida recibirá una intensidad muy elevada que puede llegar a desajustarlo o incluso averiarlo.

## **3.7 CONEXION A TIERRA DE TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD**

Los arrollamientos secundarios de los transformadores de Intensidad, se conectan a tierra. Una de las finalidades de esta conexión es la seguridad de los instrumentos y del personal, debido a que en el caso de ocasionarse una descarga de alta tensión del arrollamiento primario hacia el secundario, se puede producir una peligrosa acción en el circuito que constituye la carga y que está conectado al secundario.

La otra finalidad de esta conexión es evitar que se originen diferentes potenciales en varios elementos de medición conectados (vatímetros, medidores de energía, etc.), con respecto a tierra. Además pueden aparecer acoplamientos capacitivos indeterminados que pueden causar errores adicionales.

## **4. TRANSFORMADORES DE TENSION (POTENCIAL)**

Es un transformador en el cual la tensión secundaria es, en las condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la tensión primaria y desfasada con relación a esta un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

La conexión usual de los transformadores de tensión es entre fases y tierra, si bien para algunas aplicaciones se utiliza dos transformadores conectados entre fase (conexión en "V"); de esta forma sólo son precisos 2T/T para la medida de las tres tensiones compuestas. Este último tipo de montaje se utiliza, principalmente, para equipos de medida en M.T., pero no para propósitos de protección, al no permitir la obtención de las tensiones simples que son necesarias para muchos sistemas de protección. Otra ventaja de la conexión fase – tierra en los sistemas de neutro aislado o puesto a tierra, a través de un elemento limitador es que los efectos de una avería en el devanado primario del propio transformador son mucho menos dañinos para el resto de las instalaciones cuando el primario está conectado fase-tierra que cuando lo esté entre fases (fig. 5)

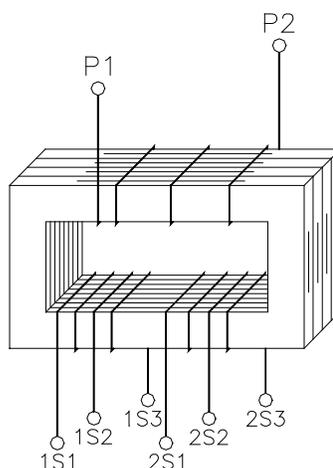


Fig.5

La relación entre la tensión primaria y la tensión secundaria es:

$$K_U = \frac{U_P}{U_S}$$

A esta expresión se denomina **relación de transformación de tensión** y es proporcional a la relación entre espiras del primario y secundario de igual manera que en un transformador de potencia. Cualquier variación de la tensión primaria origina la variación de la tensión secundaria indicada por los instrumentos conectados en paralelo con el secundario del transformador. Los instrumentos conectados al secundario son: voltímetros, frecuencímetros, bobinados de tensión de vatímetros o de medidores de energía, etc; y se caracteriza por tener muy altas impedancias. El comportamiento del transformador de potencial es muy similar al de un transformador de potencia sin carga secundaria (en vacío).

#### 4.1 DEFINICIONES

##### **Tensión primaria y secundaria nominal**

El valor de la tensión primaria y secundaria sobre la cual esta basada la condición de funcionamiento del transformador.

##### **Relación de transformación real**

Es la relación de la tensión primaria real sobre la tensión secundaria real.

Relación de transformación nominal

Es la relación de la tensión primaria nominal sobre la tensión secundaria nominal.

**Error de relación.**

Es el error que introduce el transformador en la medición de potencial y que proviene del hecho que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal. El error de relación expresado en porcentaje, viene dado por la fórmula:

$$\text{error\_relación\%} = \frac{(K_n \cdot U_s - U_p) \times 100}{U_p} = \left( \frac{K_n}{K} - 1 \right) \times 100$$

donde:  $K_n$  es la relación de transformación nominal ( $U_{pn} / U_{sn}$ ),  $U_p$  es la tensión primaria real e  $U_s$  es la tensión secundaria real correspondiente a la tensión  $U_p$ , bajo condiciones de medición.

**Error de fase**

Diferencia de fase entre los vectores de las tensiones primaria y secundaria, con el sentido de los vectores elegido de forma que este ángulo sea nulo para un transformador perfecto.

El error de fase se considera positivo cuando el vector de tensión secundaria esta en adelanto sobre el vector de tensión primaria. Se expresa habitualmente en minutos o centirradianes.

*Nota: Esta definición no es rigurosa mas que para corrientes sinusoidales.*

Clase de precisión

Designación aplicada a un transformador de potencial cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de empleo especificadas.

Carga de precisión

Es el valor de la impedancia del circuito secundario expresado en ohmios con indicación del factor de potencia en la que están basados los requerimientos de precisión.

**Potencia de precisión**

Es el valor de la potencia aparente (en Volt-Ampere con un factor de potencia especificado) que el transformador suministra al circuito secundario a la tensión secundaria nominal cuando esta conectado su carga de precisión.

**Coefficiente de puesta a tierra**

El coeficiente de puesta a tierra de una red trifásica en el punto de instalación de un equipo, y para una configuración dada de la red, es la relación, expresada en tanto por ciento, de la tensión eficaz más elevada a la frecuencia de la red entre una fase sana y tierra en dicho punto durante una falla a tierra (que afecte a una o dos fases en un punto cualquiera de la red), a la tensión eficaz entre fases de frecuencia de la red que se tendría en un punto de instalación en ausencia de la falla.

Red con neutro puesto a tierra

Red cuyo neutro esta conectado a tierra bien sea directamente o por una resistencia o reactancia de valor pequeño para reducir las oscilaciones transitorias y dejar pasar una corriente de intensidad suficiente para la protección selectiva contra las fallas a tierra.

Una red trifásica con neutro efectivamente puesto a tierra en un punto determinado es una red caracterizada por un coeficiente de puesta a tierra

#### **4.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PARA MEDIDA**

Son los transformadores de tensión destinados a alimentar los aparatos de medida, contadores y otros aparatos análogos.

##### **CLASE DE PRECISION**

La clase de precisión de un transformador de tensión para medida, está caracterizada por un número (índice de clase) que es límite del error de relación, expresado en tanto por ciento, para la tensión nominal primaria estando alimentado el transformador con la “carga de precisión”.

Esta precisión debe mantenerse para una tensión comprendida entre el 80% y el 120% de la tensión nominal con una carga comprendida entre el 25% y el 100% de la carga de precisión.

Las clases de precisión para los transformadores de tensión son: 0.1, 0.2, 0.5 y 1 y 3.

Guía de aplicación (Según IEC Pub. 185)

Clase 0.1 – Laboratorio.

Clase 0.2 - Laboratorio, patrones, portátiles, contadores de gran precisión.

Clase 0.5 - Contadores normales y aparatos de medida.

Clase 1 - Aparatos de cuadro.

Clase 3 - Para usos en los que no se requiere gran precisión.

#### **4.3 TRANSFORMADORES DE TENSION MONOFASICOS PARA PROTECCION**

Son los transformadores de tensión destinados a alimentar relés de protección.

Si un T.T. va a ser utilizado para medida y para protección, normalmente no es necesario que existan dos arrollamientos separados como en los T.I. salvo que se desee una separación galvánica. Por ello, en la norma CEI, a los T.T. para protección se les exige también que cumplan una clase de precisión como T.T. para medida.

Se llama “arrollamiento de tensión residual”, al destinado a formar un triángulo abierto (junto con los correspondientes arrollamientos de los otros dos transformadores monofásicos); para suministrar una tensión residual en el caso de falla a tierra.

##### **CLASE DE PRECISION**

Los T.T. para protección, salvo los arrollamientos de tensión residual, deben especificarse también como T.T. para medida.

La clase de precisión, como T.T. para protección, está caracterizada por un número que indica el error máximo, expresado en tanto por ciento al 5% de la tensión nominal y a la tensión correspondiente al factor de tensión nominal. Este número va seguido de la letra “P”.

Las clases de precisión normales son:

#### **4.4 FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE TENSION CON EL SECUNDARIO EN CORTOCIRCUITO**

Se llama “potencia de calentamiento” de un T.T. a la máxima potencia que puede suministrar en régimen permanente, sin que se excedan los límites de calentamiento, cuando la tensión secundaria es la nominal.

Si la carga secundaria es superior a la correspondiente potencia de calentamiento, el T.T. puede deteriorarse si no se limita el tiempo de funcionamiento.

Cuando el circuito secundario está en cortocircuito, la intensidad secundaria está limitada solamente por la impedancia interna del T.T., por lo que el tiempo que el T.T. puede funcionar en estas condiciones es muy breve. En algunas normas (UNE, ANSI.) se exige que este tiempo sea como mínimo 1 segundo.

Se puede proteger el T.T., colocando fusibles o disyuntores en el circuito secundario, pero hay que tener en cuenta que un fallo de estos dispositivos puede dar lugar al funcionamiento intempestivo del sistema de protección de la subestación. Sin embargo, especialmente en las protecciones de impedancia, se prevé un circuito que evite que los relés operen cuando se habrán los circuitos de tensión.

## CAPITULO IV

### PROTECCION DE SOBREINTENSIDAD

#### 1. UTILIZACION

La detección de la sobreintensidad es el criterio utilizado de forma más general para la protección de todos los componentes de un sistema eléctrico.

Las principales características de estos tipos de protecciones son:

- Su relativa sencillez tanto de realización, como de utilización.
- Su relación natural con la mayoría de los fenómenos que provocan el deterioro de los equipos, tales como el calentamiento y los efectos electrodinámicos.
- Su carácter no selectivo

#### 2. TIPOS DE UNIDADES

Dentro de los sistemas de protección se utilizan varios tipos de unidades de sobreintensidad. Básicamente las unidades de sobreintensidad se clasifican en función de sus características de tiempo de operación, definiéndose tres tipos de unidades:

- Unidades instantáneas**, que proporcionan una salida en cuanto la intensidad medida supera el umbral de ajuste establecido. Se utilizan principalmente para la detección y eliminación rápida de cortocircuitos.
- Unidades de tiempo independiente**, también denominadas de tiempo fijo. Estas unidades proporcionan una salida si la intensidad medida supera el umbral establecido durante un tiempo igual o superior al ajustado.
- Unidades de tiempo dependiente**, el tiempo de operación de estas unidades es una función de la magnitud de la intensidad medida. Las características (curvas) de tiempo de operación pueden ser de varios tipos que se definen en cada caso según el grado en que el tiempo de operación disminuye al aumentar la intensidad de defecto. Existen características normalizadas del tipo inverso, muy inverso y extremadamente inverso. La utilización de este tipo de unidades permite coordinar la actuación de varios relés situados en distintas posiciones del sistema eléctrico que detecten una misma falla. La Fig. 1 representa las curvas de operación de distintos tipos de unidades de sobreintensidad.

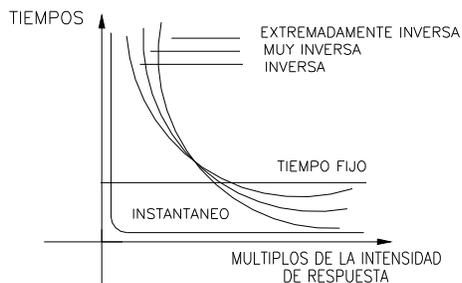


Fig. 1 : Curvas características de los relés de sobreintensidad

### 3. DENOMINACION

Existe una nomenclatura de uso generalizado para denominar las distintas funciones de protección en esquemas, diagramas, etc. Los códigos de función que corresponden a las unidades de sobreintensidad son las siguientes:

- 50** Unidad instantánea de sobreintensidad para fallas entre fases
- 51** Unidad temporizada de sobreintensidad para fallas entre fases
- 67** Unidad de sobreintensidad direccional para fallas entre fases

A estos códigos de función se les puede añadir una letra que identifica la aplicación a la que corresponde la unidad definida. Por ejemplo, **50N** identifica una unidad instantánea de sobreintensidad para fallas a tierra.

### 4. APLICACIONES

De modo general, la protección de sobreintensidad es aplicable para la detección de fallas entre fases y fallas a tierra en generadores, motores, transformadores y líneas. Asimismo se utiliza en ciertos casos como protección de sobrecarga.

Se aplica como protección principal en líneas de media tensión y de distribución, así como en máquinas de mediana potencia.

Se aplica como protección de respaldo en líneas de alta tensión, barras y máquinas de mayor potencia cuyas protecciones principales están basadas en otros principios de mayor complejidad.

Existen múltiples aplicaciones adicionales para las unidades de sobreintensidad en el ámbito de las técnicas de protección. A título de ejemplo se pueden mencionar las siguientes:

- Protección de falla de interruptor
- Protección de cuba de transformadores
- Supervisión de disparos de otras funciones de protección

### 5. UNIDADES INSTANTANEAS DE SOBREINTENSIDAD

#### 5.1. PRINCIPIOS DE OPERACION

A lo largo de la historia se han utilizado diferentes tecnologías para el diseño y fabricación de relés de sobreintensidad. En la actualidad coexisten en las instalaciones varias generaciones de equipos de tres tecnologías muy diferentes. Describiremos brevemente sus principios de operación y diferencias esenciales.

##### 5.1.1. Tecnología electromecánica

Las unidades instantáneas electromecánicas están basadas en el principio de atracción electromagnética y pueden ser del tipo de succión o de armadura basculante. En ambos casos, la fuerza de atracción es proporcionada por una bobina que hace mover al núcleo o armadura que soportan al contacto móvil, contrarrestando el efecto de la gravedad o de un muelle antagonista. El cierre de los contactos se produce cuando la fuerza de atracción (proporcional al cuadrado de la intensidad que circula por la bobina) excede a la resistencia del elemento

antagonista. La regulación del umbral de actuación se consigue modificando mediante un tornillo, bien la disposición del circuito magnético o bien la tensión del muelle.

Las características típicas de este tipo de unidades son:

- Rango de variación del umbral de actuación: De 1 a 4 (La modificación del umbral requiere normalmente la utilización de un equipo de ensayo para garantizar la precisión del ajuste)
- Precisión : 10%
- Relación de reposición: No superior al 80 o 90%
- Tiempo de actuación: Entre 5 y 50 ms  
(Los tiempos más largos se producen para valores de intensidad próximos al umbral de actuación)
- Carga de los transformadores de intensidad: Entre 1 y 10  $\Omega$  (dependiendo del rango de ajuste).

### 5.1.2. Tecnología electrónica analógica

La Figura 2 muestra un diagrama típico de una unidad analógica. La intensidad es convertida en una tensión del nivel adecuado mediante un transformador de intensidad y una o varias resistencias de carga. El circuito de filtro, activo o pasivo, elimina los componentes de alta frecuencia y el circuito activo detector de nivel acciona el relé auxiliar de salida cuando la intensidad supera el valor umbral de referencia. La regulación del umbral se realiza modificando el valor de las resistencias de carga o actuando sobre el umbral de referencia del circuito detector de nivel.

Hay que hacer notar que las características de la unidad dependen en gran medida de la combinación del filtro (pasabajos, filtrado de la componente continua) y del tipo de circuito detector de nivel utilizado (detector del valor medio, detector de picos).

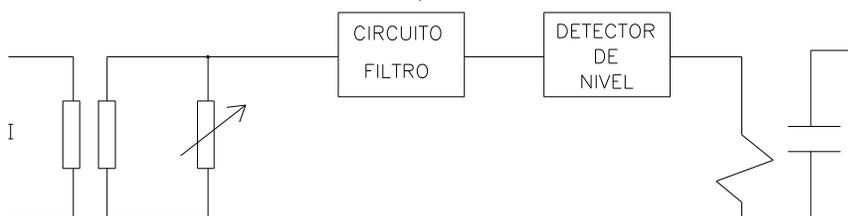


Fig. 2 Unidad Analógica

Las características típicas de este tipo de unidades son:

- Rango de variación del umbral de actuación: De 1 a 20
- Precisión : 3 a 5%
- Relación de reposición: 95% o superior
- Tiempo de actuación: Entre 10 y 25 ms (Incluyendo el tiempo el contacto de salida)
- Carga de los transformadores de intensidad: Menor que 1  $\Omega$

### 5.1.3. Tecnología electrónica digital (numérica)

La Figura 3 muestra un diagrama típico del hardware de un relé digital basado en microprocesador. En el caso de equipos digitales, el hardware soporta normalmente varias funciones de protección, por ejemplo, un sólo microprocesador puede ejecutar todas las funciones de protección de sobreintensidad instantáneas y temporizadas de fase y de neutro.

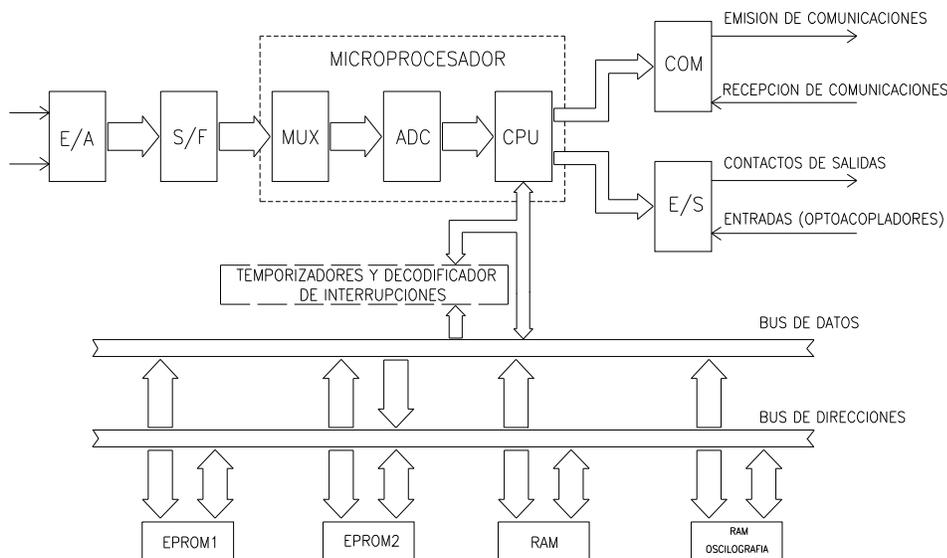


Fig. 3

La función de instantáneo de sobreintensidad se realiza aplicando un conjunto de criterios sobre las muestras disponibles (diferencia de valores máximos y mínimos) o sobre los valores calculados (valor eficaz de la intensidad) a partir de dichas muestras.

La Figura 4 muestra un diagrama simplificado de la lógica de una unidad de sobreintensidad.

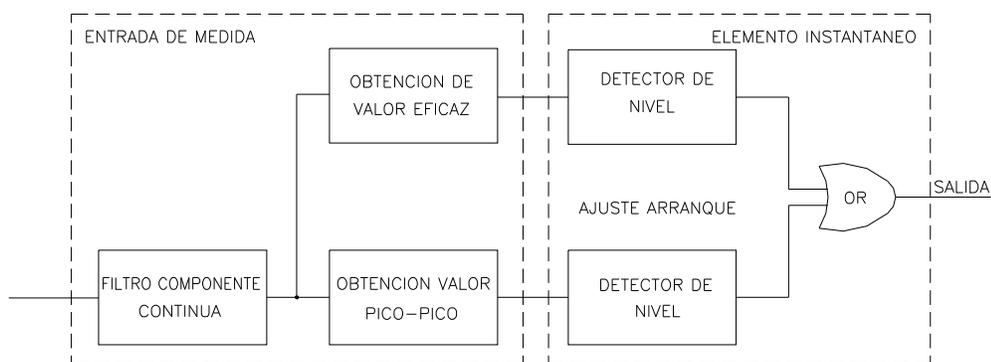


Fig. 4

Las características típicas de este tipo de unidades son:

- Rango de variación del umbral de actuación: De 1 a 40
- Precisión : 3%
- Relación de reposición: 98% o superior
- Tiempo de actuación: Entre 10 y 25 ms (Incluyendo el tiempo del contacto de salida)
- Carga de los transformadores de intensidad: Menor que 1 Ω

## 6. SOBREALCANCE TRANSITORIO

Una característica a tener en cuenta en la aplicación de las unidades instantáneas de sobreintensidad es su tendencia a actuar con intensidades de falla menores que las correspondientes a su valor de ajuste en caso de que la corriente de falla contenga componente transitoria de continua.

El sobrealcance transitorio se expresa como:

$$S_T(\%) = \frac{I_A - I_T}{I_T} 100$$

A T

Donde :  $I_A$  Valor de actuación para una corriente sin componente

A  
continua

$I_T$  Valor de actuación para una corriente con un desplazamiento

T  
máximo de continua

## 7. UNIDADES DE SOBREENSIDAD DE TIEMPO INDEPENDIENTE

Si, como se muestra en la Figura 5, a la salida de una unidad instantánea de sobreintensidad se conecta un circuito temporizado a la energización y con un tiempo de reposición despreciable, se obtiene una unidad de tiempo independiente.

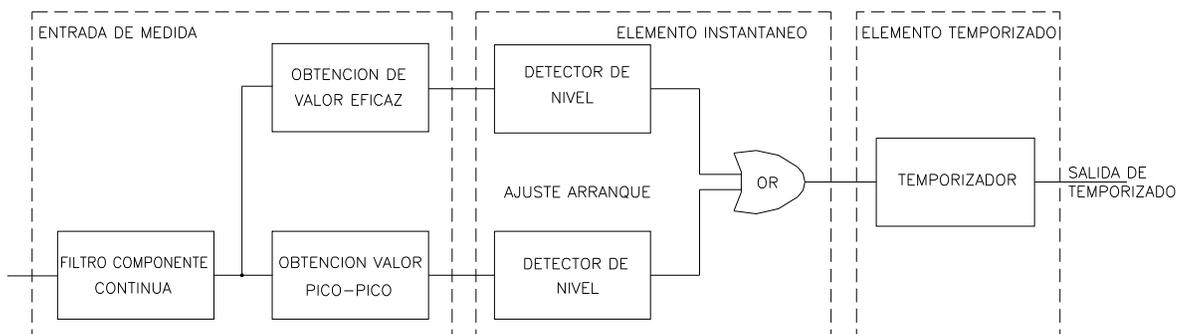


Fig. 5

Los elementos temporizadores utilizados son circuitos electrónicos que forman unidades

independientes para asociar a los elementos instantáneos electromecánicos o bien están incluidos en el circuito de los relés analógicos o en la lógica de los relés digitales.

### 7.1. Aplicaciones

Como protección principal para líneas radiales obteniendo la coordinación entre varios relés mediante la diferencia de los tiempos de actuación ajustados, su aplicación está limitada debido a las claras ventajas que ofrecen en este caso los relés de tiempo dependiente.

No obstante, existen muy variadas aplicaciones en las que este tipo de unidades (combinación de unidad instantánea con un temporizador con distintos tiempos de actuación y reposición) está totalmente indicada. Ejemplos : Protección de bloqueo de rotor de motores, Protección de fallo de interruptor.

#### 7.1.1 Protección de falla de interruptor

Un caso especialmente interesante de aplicación de unidades de sobreintensidad de tiempo independiente es el de la protección de fallo de interruptor. El objeto de esta protección es proporcionar una señal de disparo a otros interruptores en caso de que ante la actuación de cualquier protección el interruptor afectado no consiga despejar la falla.

La lógica de esta función se representa en la Figura 6

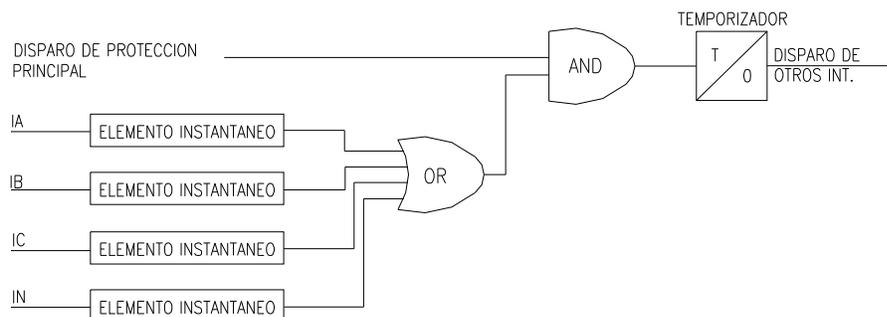


Fig. 6

El elemento temporizador inicia la cuenta del tiempo T en cuanto una protección actúa siempre que siga existiendo intensidad por encima del umbral en cualquiera de las unidades instantáneas. Las unidades instantáneas se ajustan por debajo del valor mínimo de la intensidad de falla ya que su misión fundamental es permanecer actuadas mientras la falla siga existiendo. En condiciones normales, si el interruptor abre correctamente, las unidades instantáneas se repondrán antes del tiempo T, por lo que no se produce una salida de fallo de interruptor. El ajuste del tiempo T es crítico ya que debe minimizarse el tiempo de permanencia de la falla en caso de fallo de interruptor. Sin embargo, el tiempo T ajustado debe ser suficiente para cubrir al menos el tiempo de disparo del interruptor, el tiempo de reposición de las unidades instantáneas y un cierto margen de seguridad.

Estas condiciones imponen a las unidades instantáneas unos requisitos de tiempo de reposición mínimo, lo que se consigue adecuadamente con tecnología analógica o digital. Los tiempos de ajuste típicos de la protección de fallo de interruptor son entre 200 y 300 ms.

## 8. UNIDADES DE SOBREENTENSIDAD DE TIEMPO DEPENDIENTE

Las unidades de sobreintensidad cuyo tiempo de actuación es una función inversa del valor de la intensidad de la falla son las más adecuadas para la coordinación por umbrales y tiempos de actuación entre relés de sistemas radiales de distribución.

La coordinación se realiza por parejas de relés empezando por los más alejados de la fuente, asegurando que para los casos de intensidades de falla máxima y mínima, los tiempos de actuación del relé más cercano a la fuente son superiores en al menos un intervalo de tiempo denominado de coordinación, que incluya el tiempo de despeje de la falla por parte del interruptor, el sobre-recorrido de la unidad de tiempo de los relés y un margen adecuado de seguridad para cubrir errores en los cálculos e imprecisiones del relé.

Los diferentes tipos básicos de curvas existentes se aplican en función de las características del sistema a proteger y de la necesidad de coordinarse con otros elementos de protección. Como criterios a aplicar para la selección del tipo de curva, las curvas menos inversas son más adecuadas si no hay requisitos de coordinación con otros elementos de protección más alejados en el sistema, si la variación en la intensidad de falla entre los extremos de la línea protegida es pequeña o si pueden aplicarse elementos instantáneos para cubrir las fallas más cercanas. Las curvas más inversas son adecuadas para variaciones grandes entre las intensidades de falla en el extremo remoto y el próximo, cuando el fenómeno de arranque de cargas en frío es significativo o cuando es necesario coordinarse con fusibles.

## 9. TIPOS DE CURVAS

### Tiempo definido (tiempo fijo)

También conocido como **DTOC** (Definite Time Overcurrent Protection), el tiempo de operación no depende de la variación de la corriente de falla. Los ajustes que son necesarios son el tiempo y la corriente de operación mínima.

### Tiempo dependiente (tiempo inverso)

También conocido como **IDMT** (Inverse Definite Minimum Time Protection). Los tipos normalizados de curvas (BS 142E, IEC) para relés de sobreintensidad de fases y tierra responden a la ecuación general siguiente:

$$t = \frac{K \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_B}\right)^\alpha - 1}$$

Donde	t:	Tiempo de actuación en segundos
	K:	Ajuste de la constante de tiempo
	$\alpha$ :	Constante
	$\beta$ :	Constante
	$I_B$ :	Ajuste de la corriente de operación
	I:	Corriente de falla

Los valores de las constantes están definidos para los tres tipos de curvas:

CARACTERISTICA	$\beta$	$\alpha$
NORMAL INVERSA (NI)	0.14	0.02
MUY INVERSA (VI)	13.5	1.0
EXTREMADAMENTE INVERSA (EI)	80	2
INVERSO DE TIEMPO LARGO (LI)	120	1.0

Para algunas aplicaciones algunos fabricantes incluyen la característica “ligeramente inversa” y que responde a la ecuación siguiente:

$$t = K_L \frac{1}{0.339 - \frac{0.236}{(I/I_B)^{\alpha}}}$$

## **CAPITULO V**

### **PROTECCION DIRECCIONAL DE SOBREINTENSIDAD**

#### **1. PROBLEMATICA**

Existen configuraciones de la red en las que resulta difícil o imposible coordinar las características de operación de las unidades de sobreintensidad sobre la base de los niveles de detección y los tiempos de operación. Las situaciones típicas en que tal cosa ocurre se dan en topologías de red en las que las intensidades de falla no circulan en un sentido preferente, como ocurre en un sistema radial con alimentación en uno de los extremos. En estas circunstancias es preciso considerar como variable de coordinación el sentido del flujo de intensidad.

Dado que las unidades de sobreintensidad descritas hasta aquí no son sensibles al sentido del flujo de la corriente, para poder cumplir con el objetivo señalado, es preciso considerar como elementos adicionales del sistema de protección, unidades que detecten el sentido de circulación de la intensidad. Tales unidades son las llamadas Unidades Direccionales, cuya operación conjunta con las unidades de sobreintensidad, ya expuestas, conforman las Protecciones Direccionales de Sobreintensidad.

#### **2. OPERACION**

Dentro de las Protecciones Direccionales de Sobreintensidad, la unidad direccional supervisa la operación de la unidad de sobreintensidad de acuerdo con los siguientes principios:

1. La unidad de sobreintensidad sólo operará para el sentido de flujo de intensidad definido como de disparo, con independencia del nivel de corriente detectado.
2. Cuando se trate de una unidad de sobreintensidad de tiempo, el control direccional se hará de forma tal que se asegure que la unidad de sobreintensidad opere sólo si el sentido de flujo de la corriente coincide con el definido como de disparo durante un tiempo igual o superior al ajustado como de operación. Cada vez que la unidad direccional detecta la intensidad en sentido contrario al de disparo, el temporizador se repondrá a cero, con independencia del nivel de intensidad medido. Este principio es el denominado como de control de par. El nombre tiene su origen en el hecho de que, para conseguir el efecto descrito, en los relés electromecánicos de disco, la detección del flujo de corriente en sentido contrario al de disparo anulaba el par de giro del disco de la unidad de sobreintensidad.

En la Figura 1 puede verse un diagrama de bloques en el que aparece la unidad direccional, junto a las unidades de sobreintensidad. En él se observa que el control se realiza de forma tal que la unidad direccional controla la reposición del temporizador de operación de las unidades de sobreintensidad.

#### **3. POLARIZACION**

La determinación del sentido de circulación de la intensidad requiere la comparación del fasor de intensidad con respecto a una referencia fija. Tal magnitud de referencia recibe el nombre de magnitud de polarización. A la intensidad que determina la operación de la unidad de sobreintensidad y cuyo sentido se trata de encontrar se la denomina magnitud de operación.

La selección adecuada de la magnitud de polarización, en el diseño de una unidad direccional, descansa sobre los dos principios que se citan a continuación:

1. El sentido de la magnitud elegida debe permanecer invariable con independencia del sentido de circulación del flujo de corriente.
2. La amplitud de la magnitud elegida no debe anularse en situaciones de falla, ya que en caso contrario perderíamos la fuente de polarización.

La conjunción de ambos principios determina qué magnitud o magnitudes son adecuadas para cada tipo de falla que pueda presentarse y, por lo tanto, las características de operación de la unidad direccional.

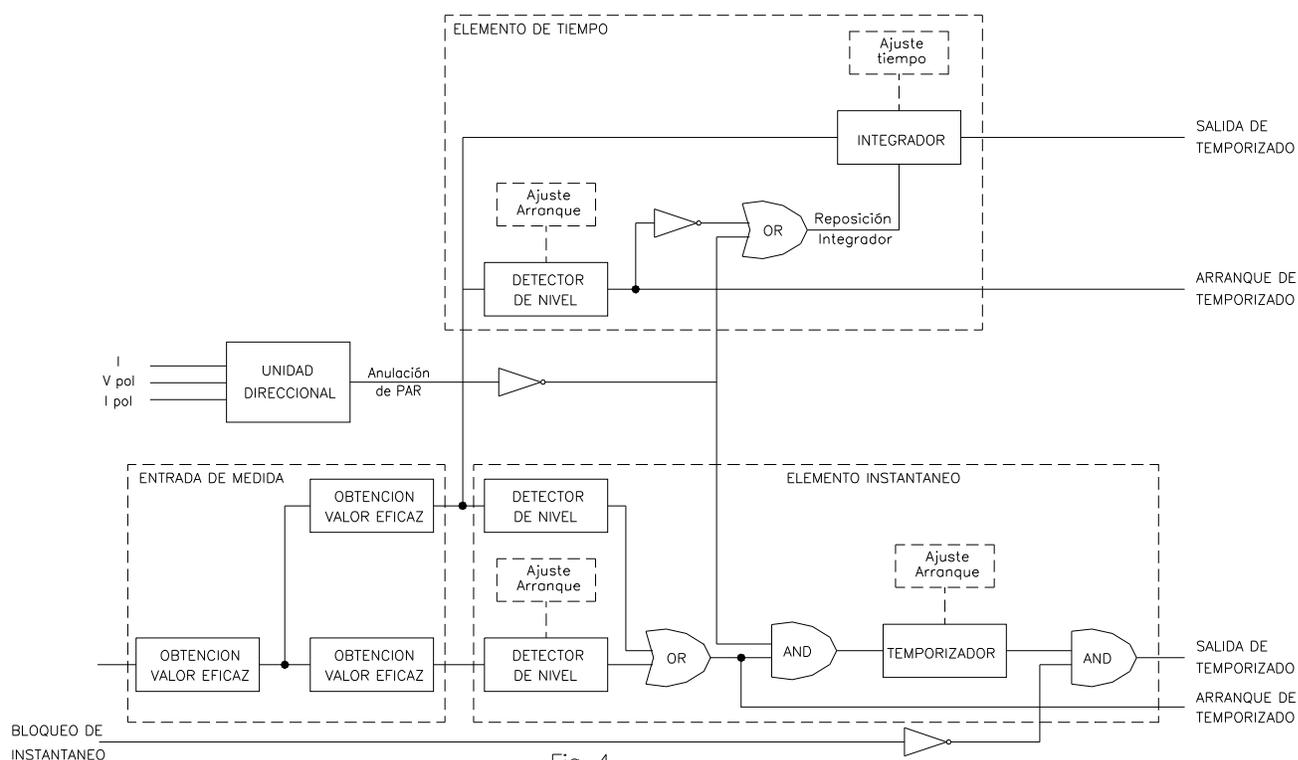


Fig. 4

## 4. CARACTERISTICAS DE OPERACION

### 4.1. Unidad direccional de fase

#### 4.1.1. Magnitudes de Polarización

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

Aunque no existe una única solución al problema de seleccionar la magnitud de polarización, la solución más habitualmente aplicada es la denominada polarización en cuadratura. En este sistema, la magnitud de polarización resulta ser, para cada fase, la tensión compuesta existente entre las otras dos que, en condiciones de factor de potencia unidad, se encuentra retrasada  $90^\circ$  respecto a la magnitud de operación, de ahí el nombre de cuadratura.

La magnitud seleccionada cumple con los dos criterios mencionados ya que las fases de las tensiones compuestas no se modifican al variar la fase de las intensidades de fase, es decir, al variar su sentido de circulación; ni su valor se reduce para una falla en la fase considerada. Es la tensión relativa a la fase en falla la que puede reducirse substancialmente, mientras que las fases sanas mantienen sus valores de tensión cercanos a los nominales.

En la **Tabla I** pueden verse las magnitudes de operación y polarización aplicadas a cada una de las tres fases.

TABLA I		
FASE	MAGNITUD DE OPERACIÓN (F_OP)	MAGNITUD DE POLARIZACIÓN (F_POL)
A	$I_A$	$V_{BC}=V_B-V_C$
B	$I_B$	$V_{CA}=V_C-V_A$
C	$I_C$	$V_{AB}=V_A-V_B$

#### 4.1.2. Principios de Operación

En la Figura 2 se exponen los elementos que se utilizarán en la exposición de los principios de operación.

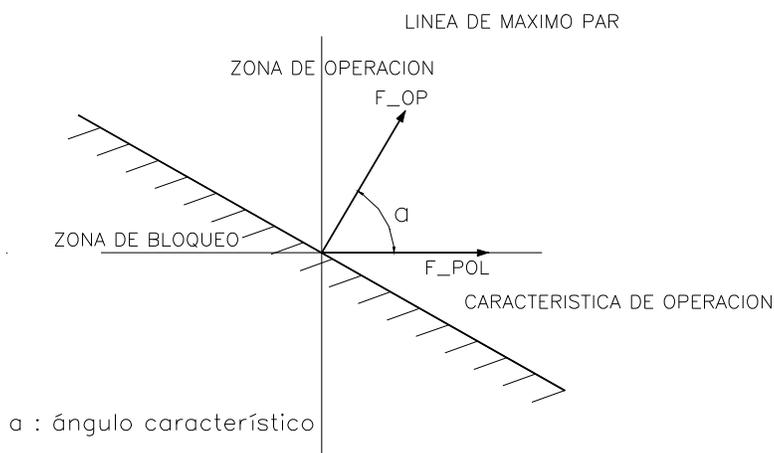


Fig. 2

De lo dicho hasta el momento se sigue que el principio de operación de una unidad direccional de fase descansa sobre la determinación del defase relativo entre las magnitudes definidas como de operación y polarización. Sobre el plano polar se definirá una recta que lo divide en dos semiplanos: la zona de operación y la de

bloqueo, y que se conoce con el nombre de característica de operación.

Se definirá como referencia de fases el fasor relativo a la magnitud de polarización. El fasor de la magnitud de operación estará situado, sobre el plano, de acuerdo a su desfase con la magnitud de polarización; si tal fasor resulta estar dentro de la zona de operación, la unidad de medida permitirá la operación de la unidad de sobreintensidad asociada; por el contrario, si se encuentra en la zona de bloqueo, la operación quedará bloqueada.

Con el objeto de optimizar el funcionamiento de la unidad, resulta fundamental la selección del ángulo (ángulo característico) que define la orientación de la característica de operación. La orientación debe ser tal que, en situaciones de falla, la magnitud de operación se encuentre sobre la línea definida como de máximo par.

Supongamos una línea sin carga sobre la que incide una falla monofásica, sin resistencia de falla, en la dirección de disparo y sobre la fase A, tal como se indica en la Figura 3.

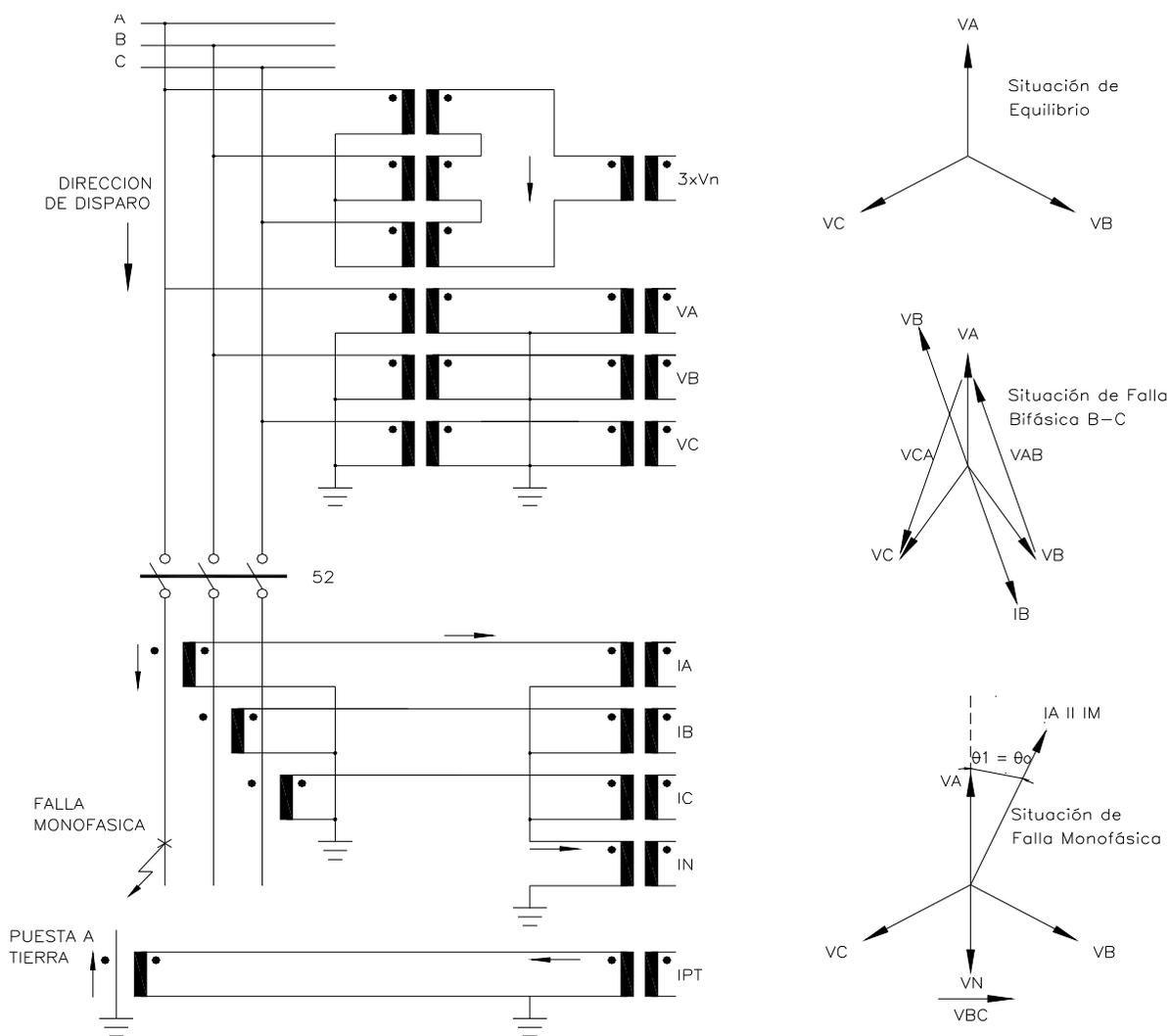


Fig. 3

El ángulo de fase entre la tensión de la fase en falla (VA) y su intensidad (IA) viene determinado por el ángulo de la impedancia de secuencia positiva de la línea,  $\phi_1$ . El desfase existente entre IA (magnitud de operación) y VBC (magnitud de polarización) resulta ser de  $90^\circ - \phi_1$ . Es decir que, en situación de falla monofásica, IA adelanta  $90^\circ - \phi_1$  a VBC, lo que llevado al plano polar y a la característica de operación nos resulta en un valor óptimo para el ángulo característico de:

$$\phi = 90^\circ - \phi_1$$

La situación real de la intensidad de falla, si consideramos la carga que circula por la línea y la posible resistencia de la falla, alejará la magnitud de operación de la posición teórica calculada. El efecto de la carga será tanto mayor cuanto más baja sea la corriente de falla y el efecto de la resistencia de falla será tanto mayor cuanto mayor sea la resistencia.

En la misma Figura 3 se han dibujado los fasores representativos de una falla bifásica entre las fases B y C y en la dirección de disparo. Como se ve, las relaciones entre las magnitudes de operación y polarización, correspondientes a las fases B y C son tales que una unidad direccional de fase, ajustada de acuerdo al criterio anterior se comportará correctamente y permitirá la operación de las unidades de sobreintensidad asociadas. Si la falla estuviera en el sentido contrario, los fasores IB y IC se invertirían y pasarían al lado opuesto de la característica, con lo que la operación de la unidad de sobreintensidad quedaría bloqueada.

## 4.2. Unidad direccional de tierra

### 4.2.1. Magnitudes de Polarización

Las unidades de sobreintensidad de tierra, encargada de detectar las fallas monofásicas a tierra, operan de acuerdo al valor que toma la intensidad residual  $I_N$ , procedente de los transformadores de intensidad de fase, como se muestra en la Figura 3, o procedente de un transformador toroidal que abrace a los tres conductores de fase. En ambos casos, la intensidad medida es proporcional a la intensidad de secuencia homopolar y en fase con ella. Por esta razón se toma, habitualmente, la intensidad homopolar como magnitud de operación de una unidad direccional de tierra.

En este caso, existen dos magnitudes posibles de polarización: la tensión homopolar y la intensidad que circula por la puesta a tierra. La primera de ellas se emplea siempre y la segunda se usa si se cuenta con una puesta a tierra de la red en el lugar de instalación de la protección.

Ambas magnitudes de polarización cumplen con los requisitos ya mencionados.

La tensión homopolar está siempre desfasada  $180^\circ$  respecto a la tensión simple de la fase en falla (esto es estrictamente cierto solamente si las fases de las impedancias de secuencia positiva y negativa coinciden). Por otro lado, con una falla a tierra nunca es cero la tensión homopolar.

La intensidad que circula por la puesta a tierra lo hace siempre desde la tierra hacia la red y nunca es cero durante una falla a tierra.

## 4.2.2. Principios de Operación

### 4.2.2.1. Polarización por Tensión

En la Figura 4 se exponen los elementos que se utilizarán en la exposición de los principios de operación de la polarización por tensión.

En este caso el principio de operación de una unidad direccional de tierra descansa sobre la determinación del desfase relativo entre la intensidad homopolar y la tensión homopolar. La figura se ha dibujado con los mismos criterios seguidos en la exposición de los principios de operación de las unidades de fase, de manera que los conceptos manejados sean totalmente equivalentes.

Debe aclararse que, con el objeto de manejar ángulos característicos menores de 90°, se ha dibujado, como magnitud de polarización, el fasor opuesto a la tensión homopolar (-VN).

Al igual que en el caso de las unidades de fase, la orientación de la característica debe ser tal que, en condiciones de falla, la magnitud de operación se encuentre sobre la línea definida como de máximo par.

Supongamos la misma falla monofásica considerada anteriormente. El ángulo de fase entre la tensión homopolar (VN) y la intensidad residual (IR) viene determinado por el ángulo de la impedancia de secuencia homopolar de la línea,  $\phi_0$  en la Figura 3. El desfase existente entre IR (magnitud de operación) y -V (magnitud de polarización) resulta ser de  $\phi_0$  respecto a -VN, lo que llevado al plano polar y a la característica de operación nos resulta en un valor óptimo para el ángulo característico de:

$$\phi = \phi_0$$

En este caso, la carga, dado que responde a una situación equilibrada, no tiene influencia sobre las relaciones angulares descritas, no ocurriendo lo mismo con la resistencia de falla, que sí tendrá una influencia sobre los ángulos resultantes.

En el caso de una falla entre fases no cabe realizar ningún análisis ya que no existe ninguna de las magnitudes que estamos utilizando en el estudio de las unidades direccionales de tierra.

Los relés direccionales para fallas de alta impedancia muy utilizados en protección de líneas de transmisión, tienen este principio de operación y generalmente trabajan con apoyo de los sistemas de comunicaciones bajo el esquema de comparación direccional.

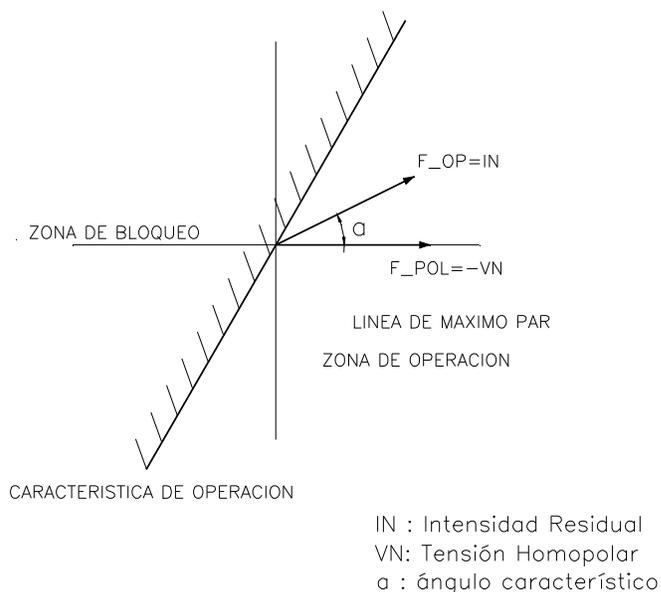


Fig. 4

#### 4.2.2.2. Polarización por Intensidad

En la Figura 5 se exponen los elementos que se utilizarán en la exposición de los principios de operación de la polarización por intensidad.

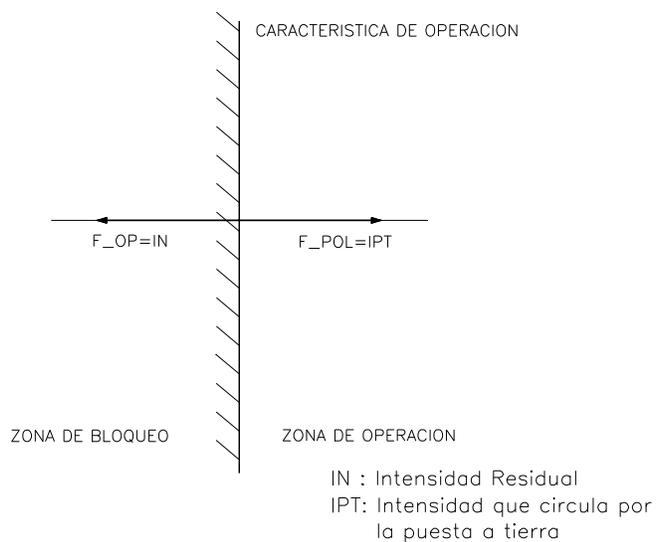


Fig. 5

Se trata de determinar el desfase existente entre la intensidad residual y la que circula por la puesta a tierra. El análisis es simple ya que los desfases entre ambas magnitudes no pueden ser otros que 0° y 180° o, lo que es lo

mismo, el ángulo característico debe ser siempre de  $0^\circ$ .

#### **4.2.2.3. Operación Combinada de Ambas Polarizaciones**

Es normal, como se ha dicho, que coexistan las dos polarizaciones en la misma protección, por lo que debe definirse un criterio de cooperación para evitar contradicciones o indeterminaciones en la respuesta de las unidades de sobreintensidad. El criterio normalmente utilizado es el siguiente: la operación es prioritaria al bloqueo.

El bloqueo de la unidad de sobreintensidad requiere que ambos criterios de polarización detecten la intensidad en dirección contraria a la de disparo, uno solo que detecte la intensidad en la dirección de disparo será suficiente para permitir la operación de la unidad de sobreintensidad.

## CAPITULO VI

### FUNDAMENTOS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

#### INTRODUCCIÓN

Con el rápido desarrollo de los sistemas de potencia, la gran cantidad de interconexiones necesarias para asegurar la continuidad en el suministro, así como una buena regulación de tensión, ha adquirido gran relevancia el combinar rapidez y coordinación, en lo que a despejar fallas se refiere.

Así, está en continuo desarrollo sistemas de protección de alta velocidad, adecuados para el recierre automático de interruptores.

Los valores de actuación de un relé de sobreintensidad deben ser establecidos entre la máxima corriente de carga y la mínima corriente de falla. En alta y extra alta tensión estos dos parámetros no están lo suficientemente separados como para permitir una selección segura para un determinado ajuste.

Para tales casos los relés de distancia proporcionan una excelente protección, ofreciendo, así, ventajas técnicas considerables.

La protección de distancia es relativamente simple, es de alta velocidad y puede proporcionar protección primaria o de respaldo en un esquema simple. Además, es susceptible de formar parte de un esquema de distancia, combinándola con un canal de comunicación, entre extremos, lo que la hace eminentemente adecuada para ser usada en asociación con autoreenganche de alta velocidad, para la protección de líneas de transmisión importantes.

#### 1. PRINCIPIO DE OPERACIÓN

El principio de operación de una protección de distancia está basado en el hecho de que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud, por lo que, si un relé es capaz de medir la impedancia de una línea hasta un punto de falla, será capaz de medir indirectamente la distancia hasta dicho punto, de ahí la denominación de "relé de distancia" para aquellos relés que, realmente, miden impedancia.

Así, el principio básico de medida implica la comparación de la corriente de falla vista por el relé con la tensión en el punto del relé. Comparando estas dos cantidades, es posible determinar si la impedancia de la línea hasta el punto de falla es mayor o menor que un valor de impedancia predeterminada, para el cual se ajusta la protección. En la figura 1.1, se ilustra el caso sencillo de una línea radial en la que ocurre una falla a una distancia "p" en por unidad (p.u.) de la longitud de la línea.

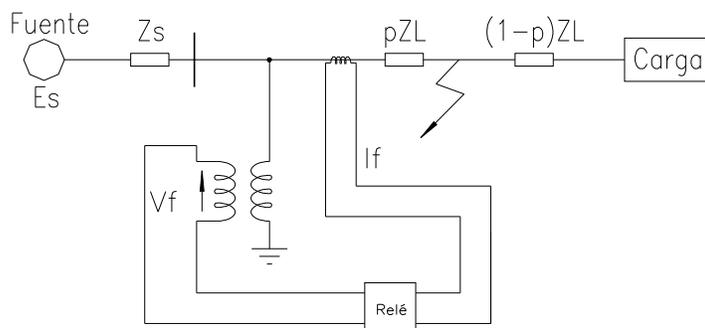


FIG. 1.1 Principio básico de medida

El relé de distancia es diseñado para operar sólo para fallas entre el punto de situación del relé y el punto de alcance seleccionado, pudiendo, así, dar discriminación para fallas que puedan ocurrir entre diferentes secciones de línea.

### 1.1 MEDIDAS CORRECTAS A CONSIDERAR SEGÚN EL TIPO DE FALLA

En un sistema trifásico, podemos considerar cuatro tipos de fallas. Estas se ilustran en la figura 1.2 pudiendo considerar las siguientes combinaciones:

Trifásica	A-B-C	A-B-C-E	
Bifásica a tierra	A-B-E	B-C-E	C-A-E
Bifásica	A-B	B-C	C-A
Monofásica	A-E	B-E	C-E

Un análisis de las tensiones en el punto de falla, utilizando la figura 1.2, nos permite llegar a la conclusión de que, en el caso de fallas bifásicas, la "diferencia de tensiones simples" es cero en dicho punto, mientras que, en fallas monofásicas, es cero la propia "tensión simple" de la fase en falla. Si se desea medir la distancia a la falla, es razonable que la tensión que afecte al relé sea proporcional a la caída de tensión hasta el punto de falla. Este es el motivo por el que no es posible un único elemento de medida, siendo lo habitual emplear tres unidades para fallas a tierra y otras tres para fallas entre fases.

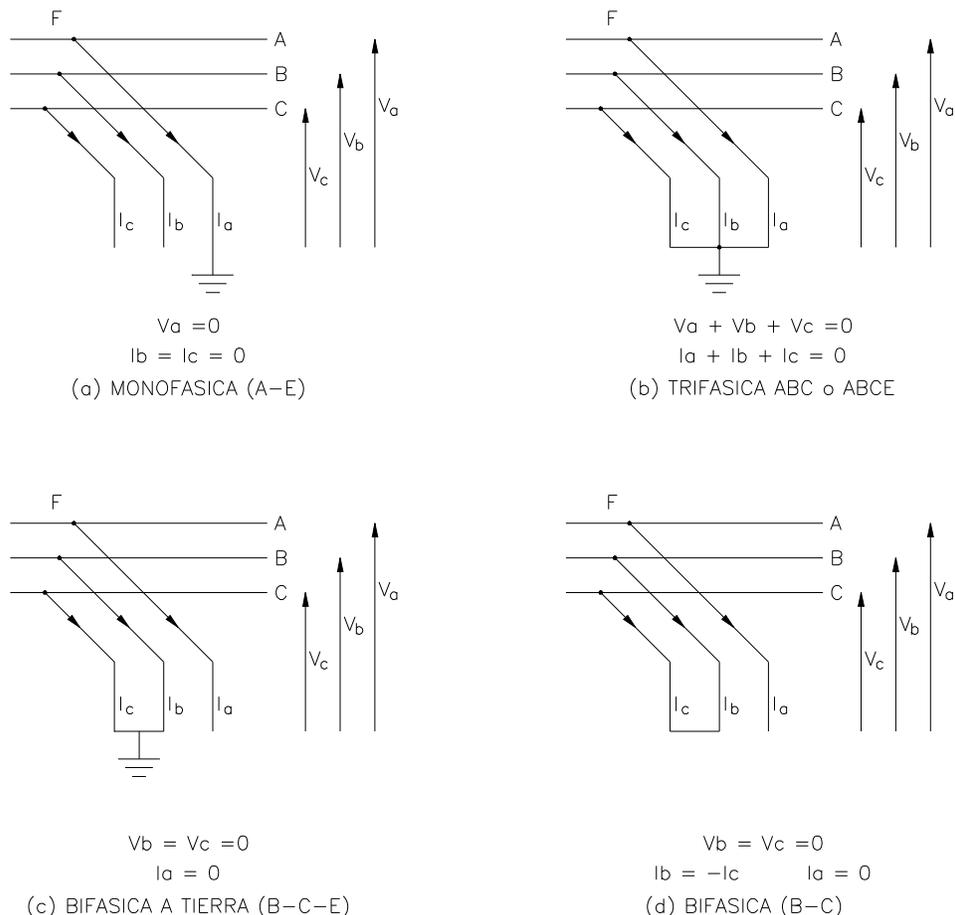


Fig. 1.2 Tensiones e intensidades en el punto de falla

### 1.1.1 Fallas bifásicas y trifásicas

En la figura 1.3 se presentan los valores de las tensiones e intensidades en el punto del relé para fallas bifásicas y trifásicas.

Magnitudes en el punto del relé	Falla Trifásica A-B-C	Falla Bifásica B-C
$I_a$	$I_{a1}$	0
$I_b$	$a^2 I_{a1}$	$(a^2 - a) I_{a1}$
$I_c$	$a I_{a1}$	$(a - a^2) I_{a1}$
$V_a$	$p Z_{L1} I_{a1}$	$2(Z_{S1} + p Z_{L1}) I_{a1}$
$V_b$	$a^2 p Z_{L1} I_{a1}$	$(2a^2 p Z_{L1} - Z_{S1}) I_{a1}$
$V_c$	$a p Z_{L1} I_{a1}$	$(2ap Z_{L1} - Z_{S1}) I_{a1}$

Figura 1.3- Tabla de tensiones e intensidades en el punto del relé.

Estas tensiones e intensidades están dadas en términos de impedancia fuente y de línea, de secuencia positiva (suponiendo que la de secuencia negativa es la misma), y de intensidad de secuencia positiva en la fase "a", en el sentido en el que ve el relé, es decir, desde el relé hacia la falla. Su deducción se puede obtener, fácilmente, considerando la conexión adecuada de redes de secuencia, para la fase "a", correspondiente a las fallas consideradas, según se ilustra en la figura 1.4, y aplicando las fórmulas de Clarke de componentes

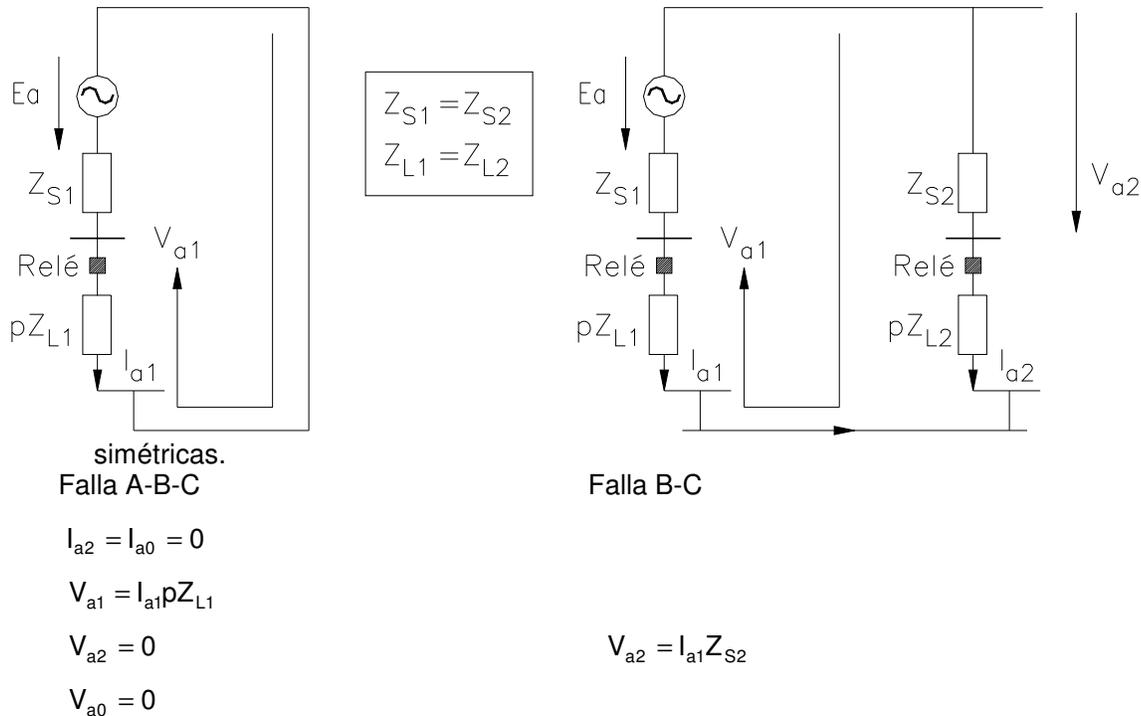


Figura 1.4- Fallas trifásicas y bifásicas.

En estas expresiones (figura 1.3) se puede observar que, en fallas trifásicas, las tensiones en el punto del relé dependen de la impedancia de línea y de la intensidad de secuencia directa. En el caso de fallas bifásicas dependen, además, de la impedancia fuente de secuencia directa. Este es el motivo por el que, para la medida de fallas bifásicas, es necesario tomar las tensiones entre fases en lugar de las tensiones simples. Con ello, se elimina la dependencia de la impedancia fuente, resultando las tensiones entre fases proporcionales a la impedancia de línea a medir y a la diferencia de intensidades de fase.

Así, para el elemento de medida B-C tendríamos:

$$V_{bc} = V_b - V_c = 2(a^2 - a)pZ_{L1}I_{a1}, \text{ para fallas bifásicas,}$$

$$V_{bc} = V_b - V_c = (a^2 - a)pZ_{L1}I_{a1}, \text{ para fallas trifásicas,}$$

y de forma análoga:

$$I_{bc} = I_b - I_c = 2(a^2 - a)I_{a1}, \text{ para fallas bifásicas,}$$

$$I_{bc} = I_b - I_c = (a^2 - a)I_{a1}, \text{ para fallas trifásicas,}$$

Por lo que dicho elemento mediría:

$$Z_{\text{vista}} = \frac{V_{bc}}{I_{bc}} = \frac{2(a^2 - a)pZ_{L1}I_{a1}}{2(a^2 - a)I_{a1}}, \text{ para fallas bifásicas,}$$

$$Z_{\text{vista}} = \frac{V_{bc}}{I_{bc}} = \frac{(a^2 - a)pZ_{L1}I_{a1}}{(a^2 - a)I_{a1}}, \text{ para fallas trifásicas,}$$

es decir,  $pZ_{L1}$ , en ambos casos, por lo que se puede concluir que tres unidades dispuestas para medir  $V_{bc}/I_{bc}$ ,  $V_{ca}/I_{ca}$ ,  $V_{ab}/I_{ab}$  medirían, adecuadamente, la distancia a una falla bifásica b-c, c-a y a-b respectivamente, siendo además cualquiera de ellas adecuada para medir una falla trifásica. Si bien la falla trifásica también la podríamos medir con una unidad que mida  $V_a/I_a, V_b/I_b, V_c/I_c$ , es práctica habitual aprovechar las unidades de medida de fallas bifásicas para este fin.

### 1.1.2 Fallas monofásicas

**Según se ha comentado anteriormente, durante una falla monofásica, la tensión fase tierra en el punto de falla es cero. Podría parecer, por tanto, que la diferencia de potencial entre este punto y el relé es directamente proporcional al producto de la intensidad de la fase en falla por la impedancia de línea. Sin embargo, esto no es así puesto que en la impedancia de lazo interviene tierra. Influye, por tanto, el número de puntos a tierra, el método de puesta a tierra y las impedancias de secuencia del lazo de la falla.**

Así, según se observa en la figura 1.5, la tensión en el punto del relé valdrá:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0},$$

la intensidad de la fase a, en falla, será:

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

**Y la corriente residual en el punto del relé valdrá:**

$$I_N = I_a + I_b + I_c = 3I_{a0},$$

Siendo  $I_a, I_b, I_c$ , las corrientes de fase en el punto del relé

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad V_{a1} = pZ_{L1}I_{a1} + (Z_{S2} + pZ_{L2})I_{a2} + (Z_{S0} + pZ_{L0})I_{a0}$$

$$V_{a2} = -I_{a2}Z_{S2} \quad V_{a0} = -I_{a0}Z_{S0} \quad Z_{L1} = Z_{L2} \quad Z_{L0} \neq Z_{L1}$$

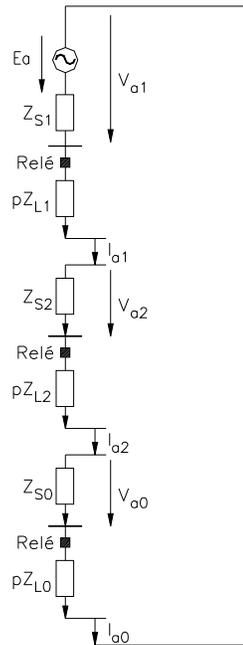


Fig. 1.5 Falla franca monofásica en a

De estas expresiones se deduce que la tensión en el punto del relé se puede expresar como:

$$V_a = I_{a1}pZ_{L1} + I_{a2}pZ_{L2} + I_{a0}pZ_{L0},$$

o también:

$$V_a = I_{a1}pZ_{L1} + I_{a2}pZ_{L2} + I_{a0}pZ_{L0} + I_{a0}pZ_{L1} - I_{a0}pZ_{L1},$$

por lo que, agrupando términos:

$$V_a = (I_{a1} + I_{a2} + I_{a0})pZ_{L1} + I_{a0}(pZ_{L0} - pZ_{L1}),$$

donde, sacando factor común pZ<sub>L1</sub>, tendríamos:

$$V_a = pZ_{L1}(I_a + I_{a0}p \frac{(Z_{L0} - Z_{L1})}{pZ_{L1}})$$

o también:

donde se puede observar que para que, el relé mida una impedancia proporcional a la distancia de la falla, debe ser alimentado por una

$$V_a = pZ_{L1}(I_a + \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \times \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{Z_{L1}})$$

intensidad igual a la de la fase en falla mas una proporción de la corriente residual de neutro, siendo esta proporción:

$$K_N = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} = \frac{K - 1}{3}$$

Donde :

$$K = \frac{Z_{L0}}{Z_{L1}}$$

De lo contrario, la impedancia vista por un relé que compara la tensión de fase y la intensidad de la fase en falla sería:

$$Z_{vista} = \frac{V_a}{I_a} = pZ_{L1}(1 + \frac{I_a + I_b + I_c}{I_a} K_N)$$

En la figura 1.6, se pone de manifiesto la influencia que tienen, sobre la tensión del relé, factores como: número de infeeds, método de puesta tierra y la posición relativa de los puntos de infeed y puesta a tierra en el sistema. Así, se observan tres situaciones posibles que pueden ocurrir en la práctica en un sistema radial. En la figura 1.6a, la impedancia vista sería  $Z_{vista} = pZ_{L1}(1 + k_N)$  por ser  $I_b = I_c = 0$  y, por tanto  $(I_a + I_b + I_c)/I_a = 1$ . En la figura 1.6b la distribución de corriente es tal que  $-I_a/2 = I_b = I_c$  por lo que  $I_a + I_b + I_c = 0$ , y, por lo tanto, la impedancia vista sería  $Z_{vista} = pZ_{L1}$ .

En la figura 1.6.c, la distribución de corriente en el relé es tal que  $I_a = I_b = I_c$  por lo que  $I_a + I_b + I_c / I_a = 3$  y, por lo tanto, la impedancia vista sería:



cómo, también a partir de este esquema, se pueden alimentar a las unidades bifásicas.

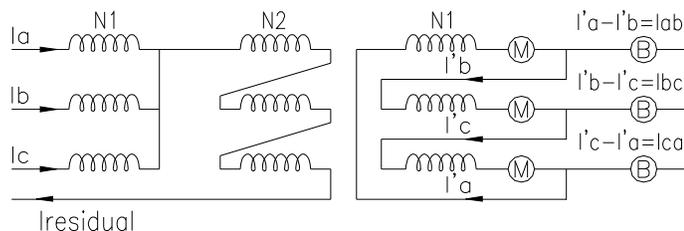


Fig. 1.7 Esquema de alimentación para fallas monofásicas y bifásicas

Sin embargo, la mayoría de los relés de distancia compensan las condiciones de falla a tierra mediante el empleo de una impedancia réplica adicional, en los circuitos de medida,  $Z_N$  (lo que equivale a considerar como referencia para la actuación no la impedancia réplica de la línea, sino la impedancia réplica del bucle), de manera que la impedancia réplica de la línea  $Z_{L1}$  sea recorrida por la intensidad de fase mientras que  $Z_N$  lo sea por la intensidad residual según se indica en la figura 1.8

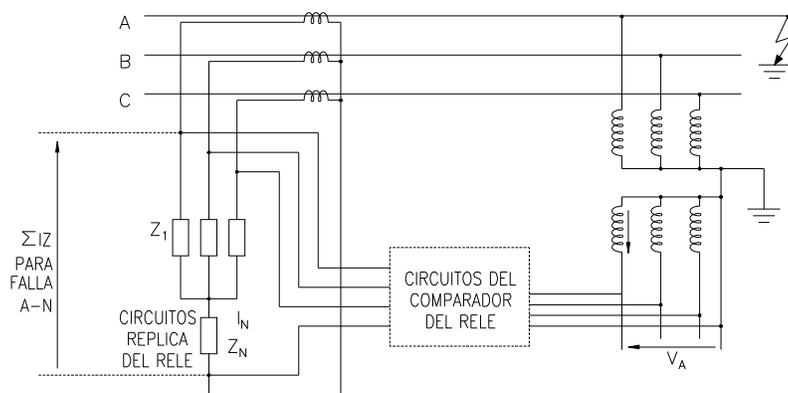


Fig. 1.8 Circuitos de tensión y corriente en el relé de falla a tierra

El valor de  $Z_N$  es ajustado de forma que, para una falla en el punto del alcance ajustado, las tensiones desarrolladas a través de  $Z_1$  y  $Z_N$  sean iguales a las medidas por la tensión fase - neutro, es decir, la simple del relé de la fase en falla.

Si, para una falla en la fase a, en ese punto, la tensión suministrada por los transformadores de tensión es:  $I_{a1}Z_{L1} + I_{a2}Z_{L1} + I_{a0}Z_{L0}$ , o lo que es lo mismo  $I_{a1}(2Z_{L1}+Z_{L0})$  y la tensión a través de la impedancia réplica, es  $I_{a1}Z_{L1}+I_N Z_N=3I_{a1}(Z_{L1}+Z_N)$  (por ser  $I_N=I_a=3I_{a1}$ ) resultara que, para que ambas tensiones se igualen, el ajuste de  $Z_N$  debe ser:

$$Z_N = \frac{2Z_{L1} + Z_{L0}}{3} - Z_{L1} = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3} = Z_{L1}K_N$$

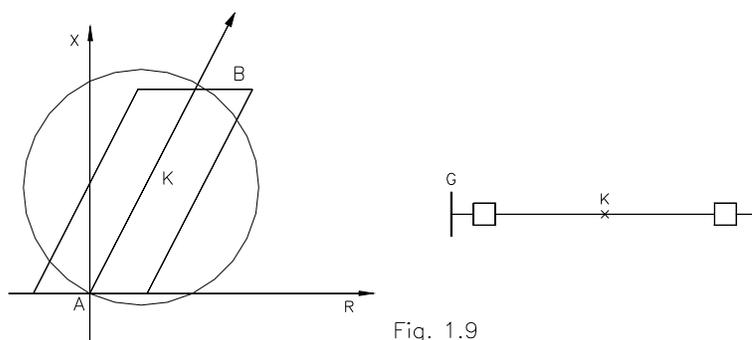
Siendo  $K_N=(Z_{L0} /Z_{L1}-1)/3$  el parámetro normalmente utilizado para ajustar la impedancia réplica adicional empleada en la medida de falla monofásicas.

Este factor  $K_N$  es un número complejo, en general, y es constante para una configuración dada y una cierta resistividad del terreno, siendo valores típicos, por ejemplo de 100% en líneas de 33 kV ( $K=Z_{L0}/Z_{L1}=4$ ) o del 50% ( $K=Z_{L0}/Z_{L1}=2,5$ ) en líneas de 132 kV, etc...

### 1.3 IMPLEMENTACIÓN FÍSICA DE LA UNIDAD DE MEDIDA EVOLUCIÓN

Según lo visto en los apartados anteriores, el fundamento del relé de distancia es "comparar" dos magnitudes complejas, tensión e intensidad, y obtener su cociente. Dicho cociente será, a su vez, un número complejo, interpretable como una impedancia y susceptible, por tanto, de ser representable en un diagrama R-X. Esta impedancia "vista" por el relé, dará lugar a la operación del mismo, cuando su valor sea inferior a un valor de impedancia réplica ajustado para cubrir un tramo de línea.

La comparación entre la impedancia vista y la impedancia límite de operación del relé puede, por tanto, llevarse a cabo en un diagrama R-X, siendo necesario definir un área de actuación del relé en torno a la línea, de cara a cubrir aspectos tales como errores en el relé y los transformadores, la resistencia de arco, etc. Así, se definen como zonas aceptables de protección formas en el plano R-X como el rectángulo, círculo, etc.(figura 1.9)



La forma circular fue originada mediante relés electromagnéticos y ha sido realizada posteriormente en muchos relés estáticos, e incluso en relés digitales.

El rectángulo o cuadrilátero es una forma adoptada por muchos relés estáticos y digitales con posterioridad y, sobre todo, por los digitales.

En cualquier caso, las tres tecnologías, electromagnética, estática o digital, delimitan, con una u otra forma, un área de actuación del relé, y lo que varía, de unas a otras, es la forma de conseguirlo.

Mientras que la filosofía de los relés electromagnéticos y estáticos es la misma, en tanto que ambos consiguen delimitar las áreas de actuación mediante comparadores de amplitud o de fase, la filosofía de los relés digitales se separa completamente en tanto en cuanto no compara señales analógicas ya sea en módulo o argumento sino que maneja señales digitales para, a partir de ellas, aplicando algoritmos matemáticos, obtener el área de operación deseada.

#### 1.3.1 Filosofía básica de los comparadores

Los relés electromagnéticos y estáticos son, básicamente, comparadores de amplitud o de fase (figura 1.10).

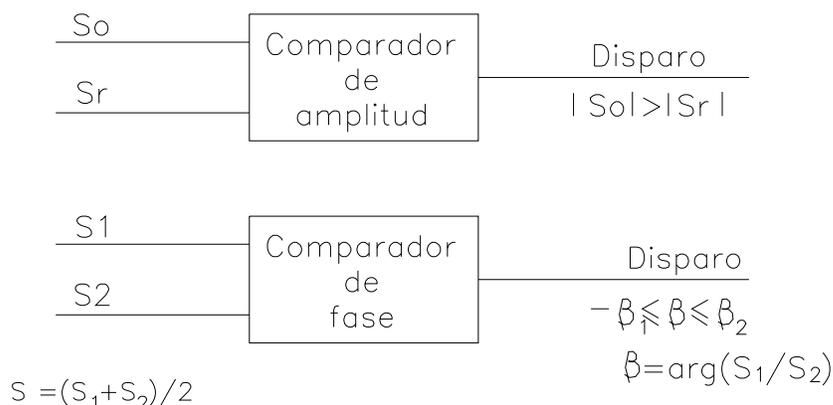


Fig. 1.10 Comparación de fase y amplitud

Un comparador de amplitud es un dispositivo cuya operación viene determinada por la amplitud relativa de sus señales  $S_0$  y  $S_R$  (señal de operación – operation – y de frenado – restrain – respectivamente). El relé actúa cuando  $|S_0| > |S_R|$ , independientemente del ángulo entre las dos señales.

Un comparador de fase responde a la diferencia de ángulo  $\beta$  entre sus señales  $S_1$  y  $S_2$  siendo  $\beta = \arg S_1 - \arg S_2$  y siendo  $S_1$  la señal que adelanta a  $S_2$  para valores positivos de  $\beta$

Los ángulos  $\beta_1$  y  $\beta_2$ , límites del comparador de fase son conocidos como ángulos de coincidencia siendo los más usuales  $\beta_1 = -90^\circ$  y  $\beta_2 = 90^\circ$ , si se trata de un comparador coseno, o  $0^\circ$  y  $180^\circ$ , respectivamente, si se trata de un comparador seno.

Físicamente, el comparador de amplitud puede ser un relé de balanza, y el comparador de fase un relé de copa de inducción, en tecnología electromagnética, mientras que, en tecnología estática, ambos comparadores se pueden conseguir mediante circuitería electrónica del tipo de comparador de energía o comparador de coincidencia, ya comentados en otro apartado.

Las señales de entrada a los comparadores de distancia son tales que las características de actuación límite el área de actuación son, en general, círculos o rectas.

En el caso más general las señales de entrada toman la forma:

$$S_0 \text{ ó } S_1 = K_1 \cos \alpha_1 \cdot V_r \cos \theta + Z_{R1} \cos \theta_1 \cdot I_r \cos \phi_r$$

$$S_R \text{ ó } S_2 = K_2 \cos \alpha_2 \cdot V_r \cos \theta + Z_{R2} \cos \theta_2 \cdot I_r \cos \phi_r$$

El método típico de obtención de estas señales se muestra en la figura 1.11

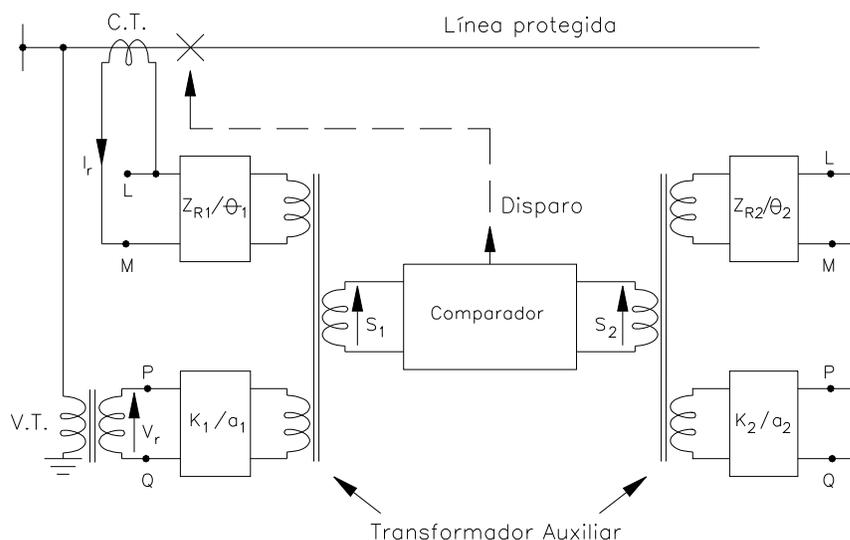


Fig. 1.11 Diagrama de bloques de un comparador de dos entradas

La relación entre las dos señales vendrá dada por:

$$\frac{S_0}{S_R} \circ \frac{S_1}{S_2} = \frac{K_1 \angle \alpha_1 \cdot I_r \angle -\phi_r \cdot (Z_r \angle \phi_r + Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot K_1 \angle \alpha_1)}{K_2 \angle \alpha_2 \cdot I_r \angle -\phi_r \cdot (Z_r \angle \phi_r + Z_{R2} \angle \theta_2 \cdot K_2 \angle \alpha_2)}$$

Donde  $Z_r \angle \phi_r = V_r \square 0 / I_r \square -\phi_r$  es la impedancia vista por el relé, es decir, por el elemento de medida.

Para ambos comparadores, la relación entre señales vendrá dada por:

$$\frac{Z_r - a}{Z_r - b} = K$$

Donde a, b y k son cantidades complejas.

En el caso del comparador de amplitud, el área de actuación vendrá delimitada por el lugar geométrico de  $Z_r$  que haga el módulo de k constante, mientras que en el caso del comparador de fase, dicho límite vendrá determinado por el lugar geométrico de  $Z_r$  que haga el argumento de k constante.

La obtención de características concretas se analizará más adelante, en el apartado 4, si bien cabe señalar que existe una dualidad total entre ambos tipos de comparadores, es decir, toda característica obtenible mediante un comparador de amplitud se puede obtener también mediante un comparador de fase y viceversa, basta con que se cumplan las relaciones de las figuras 1.12 y

$$S_1 = S_0 + S_R$$

$$S_2 = S_0 - S_R$$

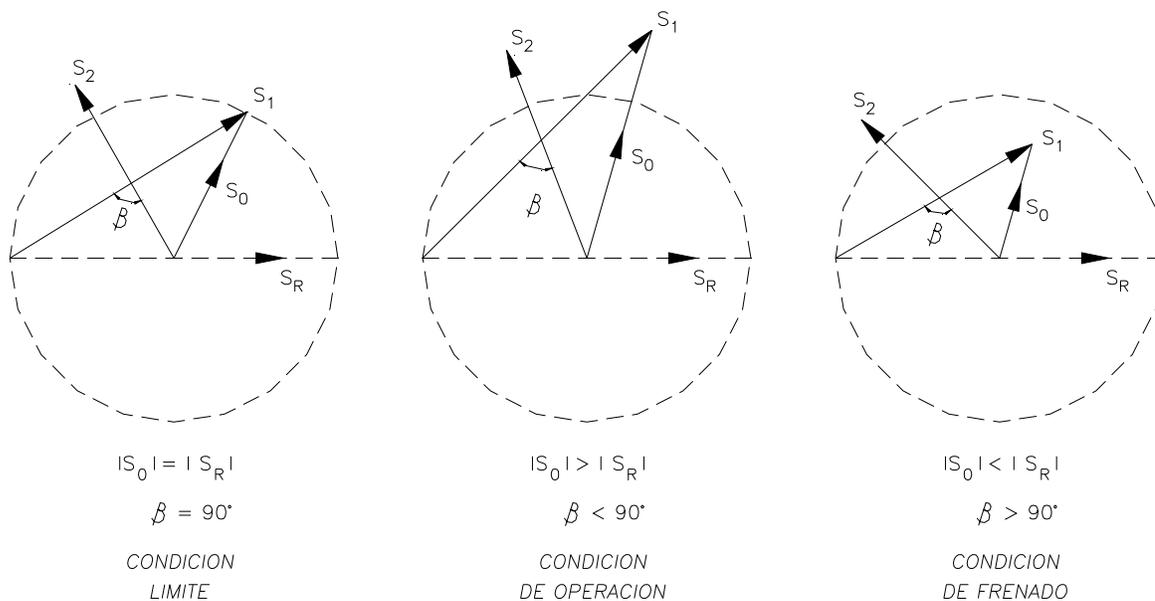


Fig. 1.12 Señales del comparador de fase equivalente

$$S_0 = (S_1 + S_2)/2$$

$$S_R = (S_1 - S_2)/2$$

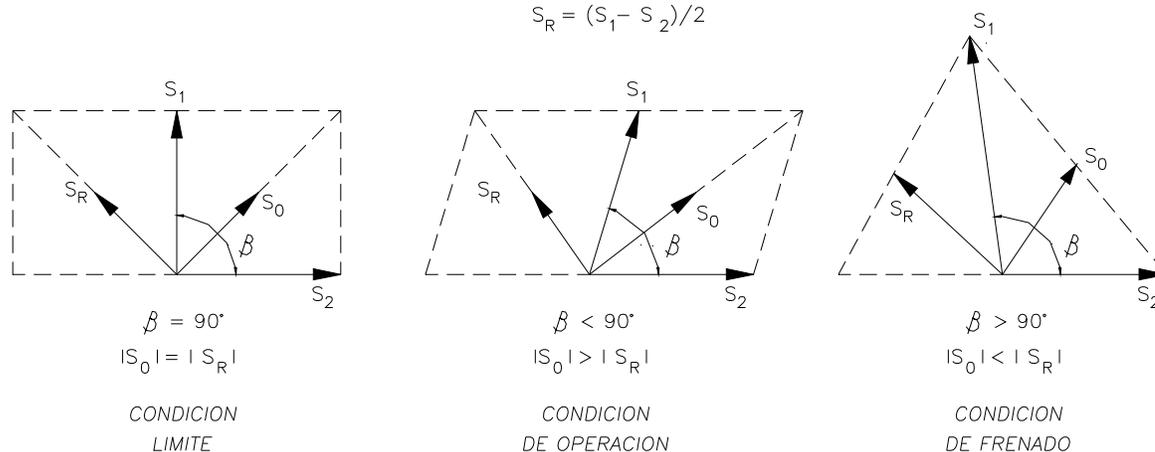


Fig. 1.13 Señales del comparador de amplitud equivalente  
1.13.

## 2. ZONAS DE PROTECCIÓN

El comportamiento de los relés de distancia cerca de la zona límite de actuación no es predecible debido a los errores ya mencionados (del propio relé, acondicionadores de la medida, resistencia de falla, etc.). Ello hace necesario el empleo de zonas de protección para cubrir la línea completa.

Así, la coordinación correcta entre relés de distancia de un sistema de potencia se obtiene controlando los ajustes de alcance y tiempo de disparo de las diversas zona medidas.

Una protección de distancia convencional contempla una zona 1 direccional "instantánea" y una o más zonas "retardadas". En la figura 2.1 se muestran los ajustes de tiempos y alcance típicos para una protección de distancia con 3 zonas.

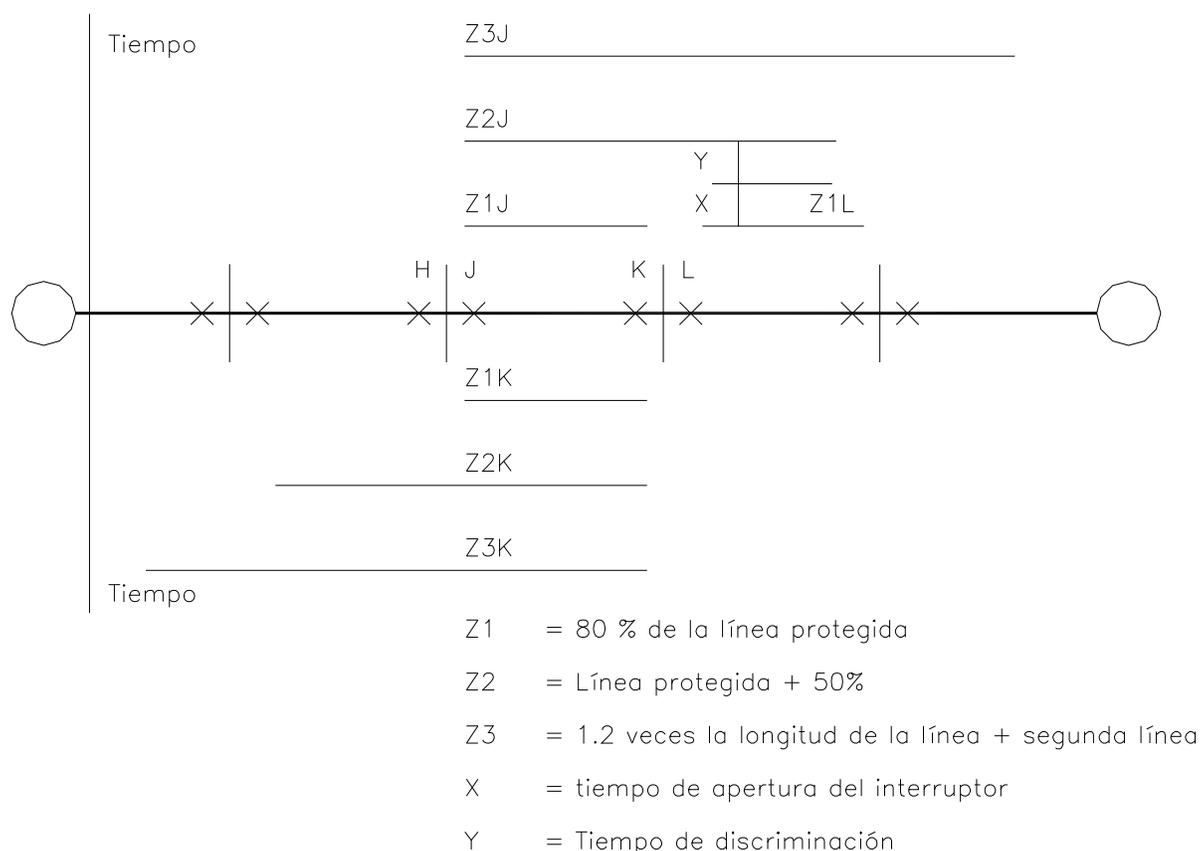


Fig. 2.1 Características típicas tiempo-distancia

- a) Es habitual ajustar la zona 1 para alcanzar el 80% del tramo de línea protegida. El margen de seguridad del 20% elimina el riesgo de sobrealcanzar, por protección de zona 1, la línea protegida, evitando, así, la pérdida de discriminación y, por tanto, el disparo instantáneo ante falla en el tramo de línea contiguo. En algunas ocasiones, cuando la combinación de errores lo permite, se puede llegar a cubrir hasta un 85% de la línea, sin embargo, la mejora en la velocidad de operación en ese 5% de tramo final de línea puede ser insignificante cuando se emplean esquemas de distancia con ayuda de carrier.

- b) La parte de línea no cubierta por zona 1 es protegida por una zona 2 direccional retrasada. Esto puede conseguirse extendiendo el alcance de las unidades de medida de zona 1 al cabo de un tiempo controlado por un detector de falla, o mediante una zona 2 independiente, que opere después de un tiempo de retardo (generalmente de 20 a 30 ciclos).

El alcance de zona 2, normalmente, cubre la línea protegida más al 50% de la línea adyacente más corta o el 120% de la línea protegida (el mayor de los dos).

El tiempo de zona 2 debe establecerse de manera que sea discriminativo con la protección primaria de la sección de línea siguiente (incluyendo protección de zona 1, si se aplica, y tiempo de disparo de interruptor).

- c) Además de estas dos zonas, a menudo se dispone de una tercera zona en cada terminal, que actúa como protección de respaldo para los circuitos vecinos, es decir, en líneas adyacentes, con un tiempo de retardo del orden de un segundo (el suficiente para discriminar zona 2 y actuación del interruptor).

El alcance hacia delante de la zona 3, debería ser, al menos, 1.2 veces la impedancia que presenta al relé una falla en el terminal remoto de la línea adyacente a la protegida. En sistemas de potencia interconectados, el efecto de infeed a la falla por parte de barras remotas puede causar que la impedancia presentada al relé sea mucho mayor que la impedancia real hasta la falla, dando lugar a subalcances, lo que ha de ser tenido en cuenta al ajustar la zona 3.

El área de disparo de zona 3 es grande, por lo que es importante evitar que opere para condiciones de carga máxima.

Es muy habitual dar a la zona 3 un pequeño alcance hacia atrás (del orden del 20% de la sección de línea protegida). Esto proporciona una protección local retardada para fallas en barras y fallas trifásicas cercanas no despejadas por otras protecciones.

En algunos esquemas se utiliza un contacto instantáneo para fallas dentro del offset de la característica de la zona 3. Con ello se proporciona protección para cubrir el caso de cierre bajo falla trifásica por no haber quitado las grapas de puesta a tierra de seguridad, tras una operación de mantenimiento de la línea. En esta aplicación, el retardo de zona 3 es puenteado, durante un corto periodo de tiempo, tras un cierre manual. Este tipo de protección es activado siempre que el interruptor está abierto.

### 3. **DIAGRAMA R-X**

Como se ha comentado en el apartado 1.3, el lugar geométrico del límite de actuación de la protección es el de una impedancia vista por la protección ( $Z_r$ ), que da lugar a señales en los comparadores que cumplen la condición límite de los mismos (si se trata de relés electromagnéticos o estáticos) o que cumplen la condición incluida en el algoritmo de actuación si se trata de relés digitales.

Puesto que la impedancia vista por la protección es un número complejo, con parte real (o resistiva) y parte imaginaria (o reactiva), todo lo que a esta se refiere es susceptible de ser representado en un diagrama R-X.

Así, a la característica de actuación del relé se podrán superponer, en un diagrama R-X, la impedancia vista por el mismo en condiciones de falla, en condiciones de penduleo de potencia o en condiciones de carga, y, así, poder valorar la buena o mala actuación del

mismo ante las tres situaciones.

#### **4. ERRORES EN LA MEDIDA DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA**

Un comparador de distancia se alimenta de señales de tensión e intensidad provenientes exclusivamente, de un extremo del circuito protegido. Muchos parámetros del sistema ejercen una importante influencia en el proceso de la medida de la distancia, por lo que son varias las fuentes de error que están presentes en la medida.

En este apartado sólo se analizan los casos más simples, asociados con incidentes en sistemas con carga despreciable, por considerar que el análisis en profundidad de los casos más complicados, asociados con sistemas cargados, exceden el ámbito de este curso.

##### **4.1 ESTIMACIÓN INCORRECTA DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO DE LA LÍNEA**

En la medida de fallas a tierra se vio en el apartado 1.1.2 la necesidad de trabajar con una fracción  $K_N$ , de la corriente residual siendo

$$K_N = \left( \frac{Z_{LO}}{Z_L} - 1 \right) \frac{1}{3}$$

Valor que se ajusta cuando se instala la protección para unos de terminados valores de  $Z_{LO}$ .

Ahora bien, variaciones en el valor de la resistividad del terreno dan lugar a variaciones en el valor de  $K_N$  del sistema y, por tanto a errores en el factor de compensación de la protección y, por lo tanto, de medida.

##### **4.2 INFLUENCIA DEL ACOPLAMIENTO MUTUO**

En la figura 4.1 se muestra una falla franca a tierra en un circuito de transmisión doble con influencia mutua.

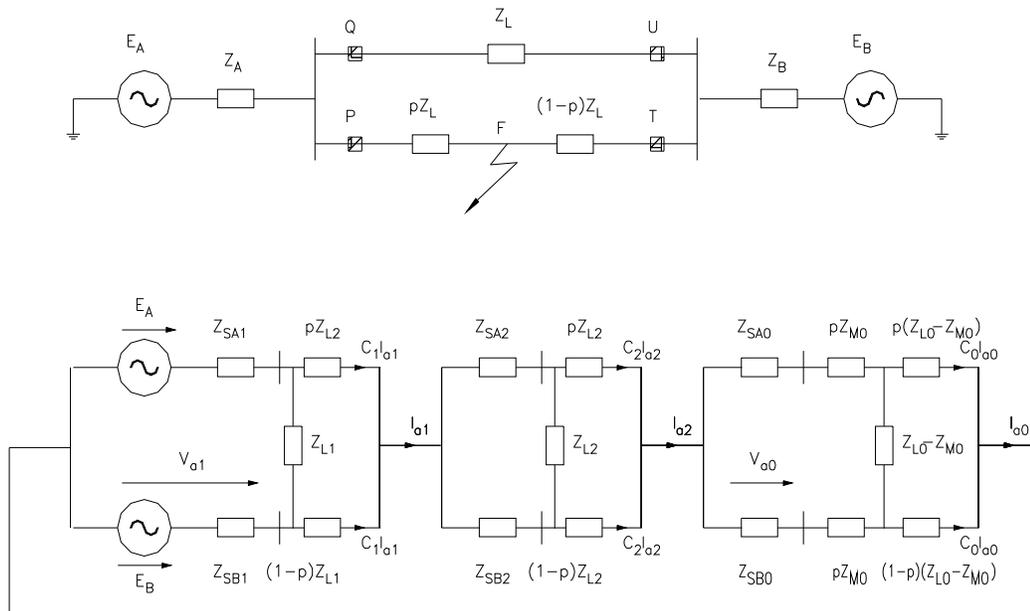


Fig. 4.1. Línea doble. Falla monofásica en a

Las impedancias mutuas de secuencia directa e inversa se desprecian, mientras que la impedancia mutua de secuencia cero es apreciable, y se tiene en cuenta según el circuito de la figura 4.1.

De él se deduce que:

$$V_a^{\text{rele-P}} = \left( C_1'_{a1} + C_2'_{a2} + C_0'_{a0} \frac{Z_{L0}}{Z_L} \right) pZ_L + C_0'_{a0} pZ_{M0} - C_0'_{a0} pZ_{M0}$$

y que:

$$I_a^{\text{rele-P}} = C_1'_{a1} + C_2'_{a2} + C_0'_{a0}$$

por lo que, si se alimenta el relé con:

$$I_{\text{rele-P}} = C_1'_{a1} + C_2'_{a2} + C_0'_{a0} \frac{Z_{L0}}{Z_L}$$

es decir:

$$I_{\text{rele-P}} = I_a^{\text{rele}} + I_{\text{residual}} \left( \frac{Z_{L0}}{Z_L} - 1 \right) \frac{1}{3},$$

se tendrá que la impedancia vista será:

$$Z_{\text{vista}}^{\text{rele-P}} = pZ_L + \frac{(C_0 - C_0') I_{a0} pZ_{M0}}{C_1'_{a1} + C_2'_{a2} + C_0'_{a0} \frac{Z_{L0}}{Z_L}}$$

donde:

$$C_0 = \frac{Z_{SB0} + (1-p)Z_{L0}}{Z_{SA0} + Z_{SB0} + Z_{L0}}$$

$$C_0 = \frac{Z_{SB0} + (1-p)Z_{M0} + (1-p)(Z_{SA0} + Z_{SB0} + Z_{M0})}{2Z_{SA0} + 2Z_{SB0} + 2Z_{M0}}$$

Por tanto, el error cometido en la medida es de valor:

$$\frac{(C_0 - C'_0)I_{a0}pZ_{M0}}{C'_1I_{a1} + C'_2I_{a2} + C'_0I_{a0} \frac{Z_{L0}}{Z_L}}$$

que, en el caso particular simplificando de línea doble con alimentación por un solo extremo adopta la forma

$$\frac{p^2Z_{M0}}{(2-p)\left(2 + \frac{Z_{M0}}{Z_L}\right)}$$

Si deseamos que la impedancia vista sea la correcta, dado que la tensión del relé también podemos expresarla como:

$$V_a^{rele-P} = \left( C'_1I_{a1} + C'_2I_{a2} + C'_0I_{a0} \frac{Z_{L0}}{Z_L} + (C_0 - C'_0)I_{a0} \frac{Z_{M0}}{Z_L} \right) pZ_L$$

sería necesario una señal de compensación mutua adicional de valor:

$$(C_0 - C'_0)I_{a0} \frac{Z_{M0}}{Z_L} = \frac{Z_{M0}}{Z_L} I_0 \text{ de la línea en paralelo}$$

Ahora bien, el empleo de una señal de compensación mutua, sólo es útil para eliminar el error de medida en el circuito en falla, pues el empleo de esta señal adicional para la corriente del relé supondrá errores de medida en los relés situados en Q y T. Efectivamente, si analizamos el comportamiento de un relé situado en el mismo extremos del circuito paralelo, es decir, en Q tendremos que la tensión que le afecta será la misma, también expresable como:

$$V_{a,relé.Q} = Z_L(C_1 - C'_1)I_{a1} + (1+p)Z_L C''_1 I_{a1} + Z_L(C_2 - C'_2)I_{a2} + (1+p)Z_L C''_2 I_{a2} \\ + pZ_{M0}C_0I_{a0} + (Z_{L0} - Z_{M0})(C_0 - C'_0)I_{a0} + (1-p)(Z_{L0} - Z_{M0})C'_0I_{a0}$$

que, en el caso particular de línea con alimentación por un solo extremo, en que:

$$(C_1 - C'_1) = C''_1 = \frac{p}{2} \quad C_0 = 1,$$

valdrá:

$$V_{a,relé.Q} = (2-p)Z_L C''_1 I_{a1} + (2-p)Z_L C''_2 I_{a2} + pZ_{M0}I_{a0} + (2-p)(Z_{L0} - Z_{M0})C'_0I_{a0}$$

es decir:

$$V_{a,relé.Q} = (2-p)Z_L \left( C''_1 I_{a1} + C''_2 I_{a2} + C'_0 I_{a0} \frac{Z_{L0}}{Z_L} \right) - Z_{M0}(2-p)C'_0I_{a0} + pZ_{M0}I_{a0}$$

por lo que, al dividir por la intensidad del relé:

$$I_a^{\text{rele-Q}} = C_1'' I_{a1} + C_2'' I_{a2} + C_0'' I_{a0} \frac{Z_{L0}}{Z_L},$$

resulta que la impedancia vista valdrá:

$$Z_{\text{vista}}^{\text{rele-Q}} = (2-p)Z_L + Z_{M0} I_{a0} \frac{p-(2-p)\frac{p}{2}}{\left(\frac{2p}{2} + \frac{p}{2} \frac{Z_{L0}}{Z_L}\right) I_{a0}}$$

y, por lo tanto, se cometerá un error de:

$$\varepsilon = \frac{p}{2 + \frac{Z_{L0}}{Z_L}} Z_{M0}$$

error, o "subalcance", que no es eliminado, sino simplemente modificado, por el hecho de que a la intensidad de este relé le añadamos el término de compensación mutua de la otra línea:

$$C_0'' I_{a0} \frac{Z_{M0}}{Z_{L0}}$$

Siguiendo con este caso simplificado se puede asimismo llegar a la expresión de la impedancia vista por el relé situado en T en el otro extremo de la línea en falla, de manera que se llega a que:

$$Z_{\text{vista}} = (1-p)Z_L - Z_{M0} \frac{1-p}{2 + \frac{Z_{L0}}{Z_L}},$$

siendo, en este caso, el error cometido de:

$$\varepsilon = -Z_{M0} \frac{1-p}{2 + \frac{Z_{L0}}{Z_L}},$$

es decir, el relé T sobrealcanza puesto que ve una impedancia menor a la real.

En la figura 4.2 se recogen gráficamente estos análisis, si bien cabe concluir que la compensación para líneas paralelas se puede aplicar pero sólo sirva para eliminar el problema de errores del circuito en falla.

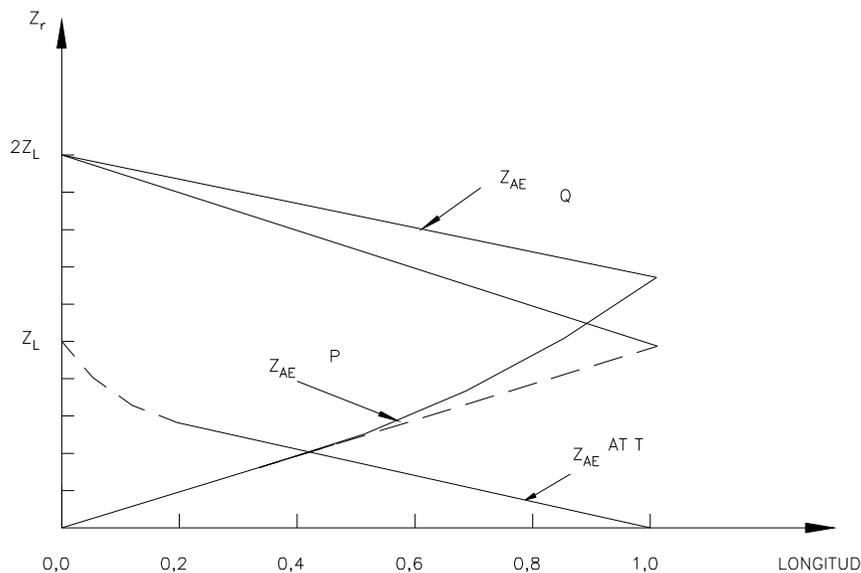


Fig. 4.2. Impedancias presentadas para fallas a tierra.

Los términos de error debidos a  $Z_{MO}$  en la ecuación de tensiones tienen signo positivo cuando las corrientes de secuencia cero fluyen en la misma dirección que el relé dando lugar a "subalcance", mientras que tienen signo negativo cuando las corrientes fluyen en sentidos contrarios al relé dando lugar a "sobrealcance".

#### 4.3 INFLUENCIA DE LA RELACIÓN X/R DE LAS FUENTES

El hecho de que las fuentes en ambos extremos de la línea tengan diferentes relaciones X/R, da lugar a un error en la medida de la distancia, siempre que en el camino de la falla esté presente la resistencia de falla. Este error es debido a un desplazamiento de fase entre la componente de la intensidad de falla proveniente de la posición del relé y la corriente total en la falla propiamente dicha.

Si se considera una falla resistiva en el punto F del circuito de la figura 4.3

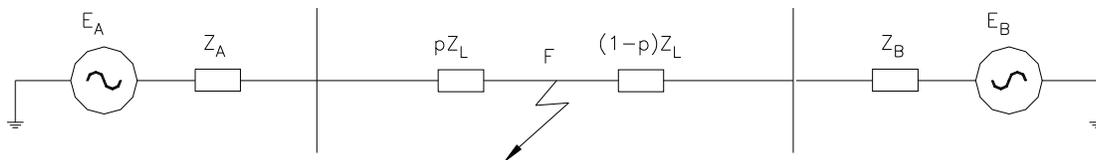


Fig. 4.3. Falla resistiva en un circuito heterogéneo

La impedancia vista por el elemento de la fase o fases en falla, será de la forma:

$$Z_{\text{vista}} = pR_f + KR_f$$

Donde K es un coeficiente complejo dado por:

$$K = 1/C_1, \text{ para fallas trifásicas,}$$

$K = 1/2C_1$ , para fallas bifásicas, y

$K = 1/C''$ , para fallas monofásicas,

donde si  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_0$  son los factores de distribución de corriente:

$$C'' = 2C_1 + C_0 \frac{Z_{L0}}{Z_L}$$

Así, para un sistema "no homogéneo", los factores de distribución de corriente son números complejos pudiendo el argumento de K ser positivo o negativo.

Por ejemplo, para una falla biásica se tiene que:

$$K = \frac{Z_{SA} + Z_{SB} + Z_L}{Z_{SB} + (1-p)Z_L},$$

o también:

$$K = 1 + \frac{Z_{SA} + pZ_L}{Z_{SB} + (1-p)Z_L},$$

de manera que:

a) Si  $\left( \frac{X_{SA}}{R_{SA}} \right) > \left( \frac{X_{SB}}{R_{SB}} \right)$ ,

$K = \square K \square \square \square$  tendrá un argumento  $\square$  positivo y, por lo tanto, la componente de resistencia de falla de la impedancia vista:

$$Z_{vista} = pZ_L + \square K \square R_f \square \square,$$

aparecerá como inductiva (de la forma  $R_f + jX_f$ )

b) Si  $\left( \frac{X_{SA}}{R_{SA}} \right) < \left( \frac{X_{SB}}{R_{SB}} \right)$ ,

$K = \square K \square \square \square$  tendrá un argumento  $\square$  negativo y, por lo tanto, la componente de resistencia de falla de la impedancia vista:

$$Z_{vista} = pZ_L + \square K \square R_f \tilde{\square} \square,$$

aparecerá como capacitiva (de la forma  $R_f - jX_f$ )

c) Si  $\left( \frac{X_{SA}}{R_{SA}} \right) = \left( \frac{X_{SB}}{R_{SB}} \right)$ ,

$K = \square K \square \tilde{\square}$  y, por lo tanto, la componente de resistencia de falla de la impedancia vista, en un circuito homogéneo aparece como tal resistencia:

$$Z_{vista} = pZ_L + \square K \square R_f \tilde{\square}$$



En muchos casos, los elementos de medida de la distancia tienden a subalcantar durante fallas resistivas y el porcentaje de subalcance aumenta a medida que lo hace la resistencia de falla.

A continuación, se analiza un caso particularmente interesante el caso de una falla doble fase a tierra, donde uno de los elementos de medida tiene una fuerte tendencia a sobrealcanzar.

En la figura 4.5 se muestra el comportamiento típico de las unidades BE y CE durante una falla b-c tierra.

Cuando la resistencia de falla es nula la unidad BE tiende a subalcantar mientras que la unidad CE sobrealcanza.

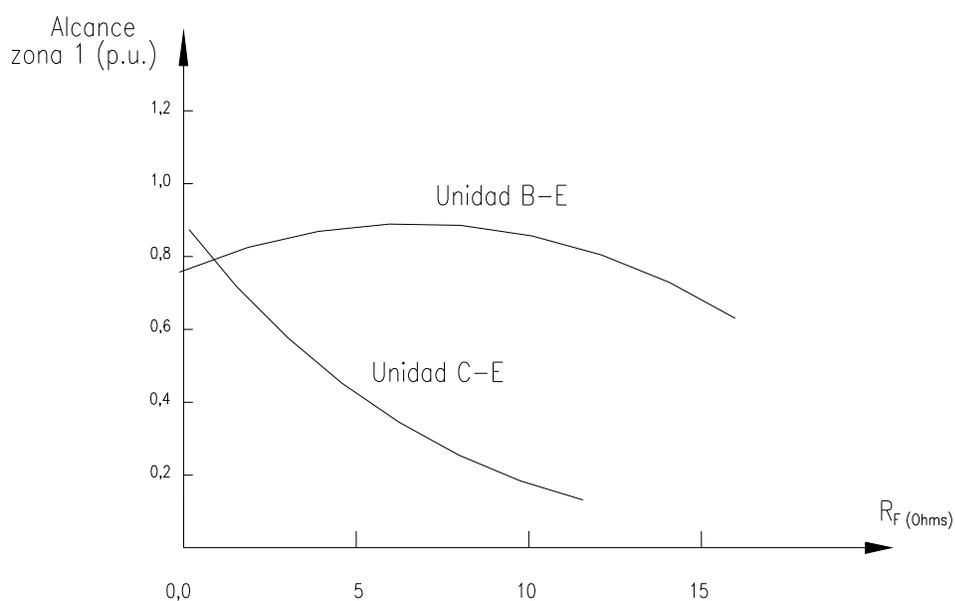


Fig. 4.5

Esto es debido a la posición de las características de operación del relé en el diagrama R-X según se muestra en la figura 4.6

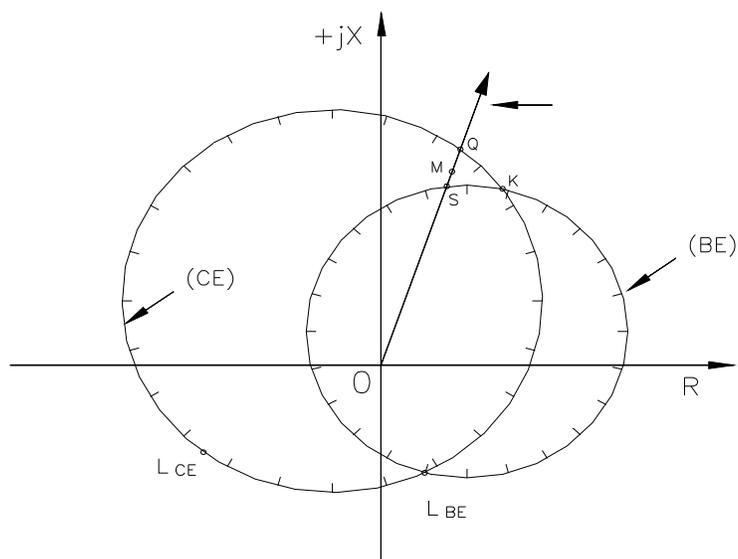


Fig. 4.6.— Unidades B-E y C-E para falta B-C-E

La falla considerada tiene lugar en el punto M de alcance de zona 1 de una característica MHO convencional. Los valores de alcance de zona 1 efectivos son, respectivamente, OS y OQ para ambos elementos de medida de falla monofásica.

Para entender la tendencia a sobrealcanzar de la unidad BE es necesario realizar un estudio de la impedancia vista por dicha unidad ante una falla b-c tierra.

Se considera el circuito de la figura 4.7 que reproduce dicha falla en un punto P cualquiera a una distancia  $p$  en p.u. del extremo considerado y con una resistencia de falla  $R_F$ .

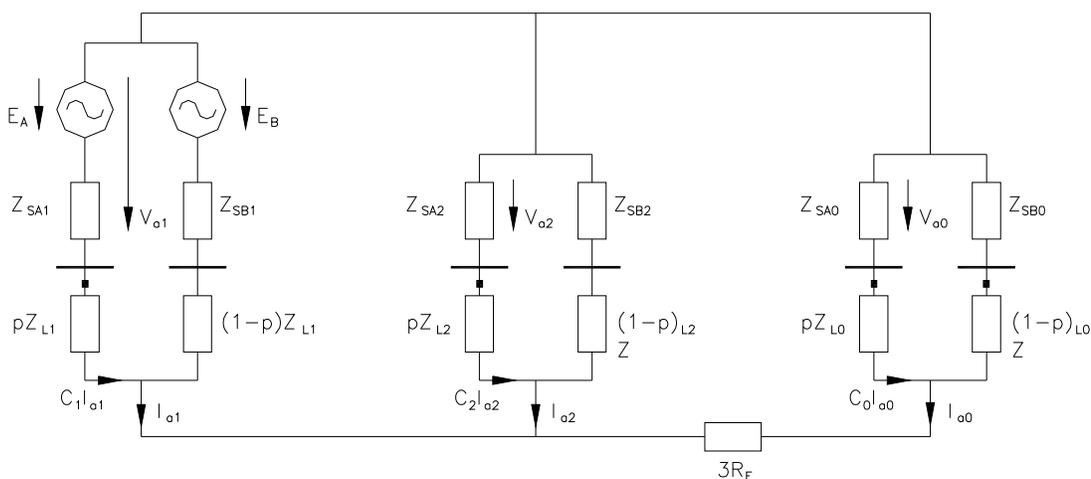


Fig. 4.7. Falla b-c-e

Partiendo de que la tensión de la unidad B-e, en la posición del relé, valdrá:

$$V_r = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} = a^2V_{a1} + aV_{a2} + V_{a0}$$

se llega a que:

$$V_r = pZ_L \left( a^2C_1I_{a1} + aC_2I_{a2} + C_0I_{a0} \frac{Z_{LO}}{Z_L} \right) + 3R_f I_{a0}$$

Por lo que, si el relé se alimenta con una intensidad:

$$I_r = a^2C_1I_{a1} + aC_2I_{a2} + C_0I_{a0} \frac{Z_{LO}}{Z_L}$$

se llega a que la impedancia vista por la unidad B-e será:

$$Z_{\text{vista}} = Z_r = pZ_L + \frac{3R_f I_{a0}}{a^2C_1I_{a1} + aC_2I_{a2} + C_0I_{a0} \frac{Z_{LO}}{Z_L}}$$

Teniendo en cuenta que

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = 0$$

y que

$$\frac{I_{a2}}{I_{a0}} = \frac{Z_0 + 3R_f}{Z_2} = 0$$

y  $C_1 = C_2$

Siendo:

$Z_0$  = Impedancia total de la red de secuencia cero y

$Z_2$ : = Impedancia total de la red de secuencia inversa,

se llega a que:

$$Z_r = pZ_L + \frac{3R_f}{\frac{3(a-a^2)C_2R_f}{Z_2} + Z_a}$$

donde:

$$Z_a = \frac{(a-a^2)Z_0C_2}{Z_2} + C_0 \frac{Z_{LO}}{Z_2} - a^2C_2$$

Si, en esta expresión, se sustituye  $Z_2$  por  $Z_2 = C_2(Z_{SA2} + pZ_L)$  se obtiene que:

$$Z_r - pZ_L = \frac{3R_f}{\frac{3(a-a^2)R_f}{Z_{SA2} + pZ_L} + Z_a}$$

donde, reorganizando términos se llega a la expresión definitiva:

$$\frac{Z_r - pZ_L}{Z_r - Z_y} = \frac{3(a-a^2)R_f}{Z_a(Z_{SA2} + pZ_L)} = K \angle \theta$$



Si la posición de la falta es más allá de la sección de línea OS, de la figura 4.6, la influencia de la resistencia de falta da lugar a que la impedancia vista por la unidad BE caiga dentro de su característica y, por tanto, sobrealcance.

Al aumentar el valor de  $R_f$ , la impedancia vista traza un arco circular en el diagrama R-X (arco FPM de la figura 4.8). Para un cierto valor de  $R_f$  la impedancia vista vuelve a caer fuera de la característica límite, por lo que subalcanzaría para valores de  $R_f$  altos, tal y como se muestra en la figura 4.5.

#### 4.5 INFLUENCIA DE LAS APORTACIONES REMOTAS

En la figura 4.9 se muestra una disposición típica de línea triterminal, donde  $Z_a$ ,  $Z_b$  y  $Z_c$  son las impedancias de línea desde las barras A, B y C, respectivamente, hasta el punto en T.

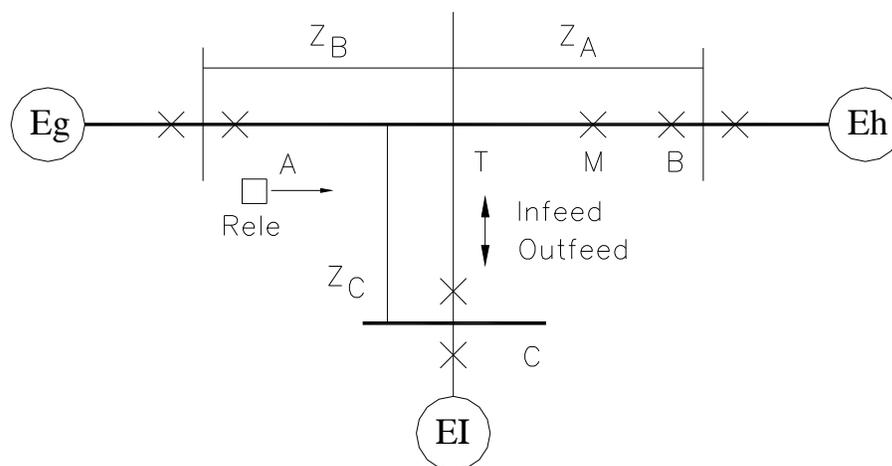


Fig. 4.9. Línea triterminal

Cuando el interruptor en C está abierto, el alcance de zona 1, de los relés instalados en A, es, normalmente,  $0.85 (Z_A + Z_B)$ .

Cuando el tramo TC está en servicio, y ocurre una falta más allá del punto T, la medida de la distancia a la falta está influenciada por la aportación positiva (infeed) o negativa (outfeed) de corriente de falta por parte de este tramo.

Si se considera un cortocircuito trifásico en el punto M de la figura 4.9, la impedancia vista en el terminal A, para una aportación positiva en T, vendrá dada por:

$$Z_{\text{vista}} = \frac{(I_A Z_A + (I_A + I_C) Z_M)}{I_A} = Z_A + Z_M \left( 1 + \frac{I_C}{I_A} \right)$$

Si la subestación C está unida, vía otra red, con la subestación B, dando lugar a una corriente que fluya en sentido contrario (aportación negativa), la impedancia sería:

$$Z_{\text{vista}} = \frac{(I_A Z_A + (I_A - I_C) Z_M)}{I_A} = Z_A + Z_M \left( 1 - \frac{I_C}{I_A} \right)$$

Es decir, en general, la impedancia vista en A es de la forma:

$$Z_{\text{vista}} = (Z_A + Z_M) \pm Z_M \frac{I_C}{I_A}$$

por lo que una aportación positiva de corriente (es decir, un infeed en T), da lugar a un aumento de la impedancia medida y, por tanto, a un "subalcance", mientras que una aportación negativa (es decir, un outfeed en T), da lugar a un "sobrealcance".

Este análisis es aplicable a fallas asimétricas.

#### 4.6 INFLUENCIA DE TRANSITORIOS DEL SISTEMA

Los fundamentos de la medida de la distancia a la falla están completamente relacionados con las señales de tensión e intensidad disponibles en la posición del relé.

Desde el momento en que los elementos de medida reciben sus señales de los secundarios de transformadores de intensidad y tensión, éstos ejercen una importante influencia en el comportamiento dinámico de la protección de distancia.

En este apartado, sólo se pretende destacar los factores más importantes que influyen en el comportamiento del relé, sin entrar en un análisis detallado.

Las componentes fundamentales de la corriente de falta en un sistema de potencia son:

- Una componente de alterna ( $i_{ac}$ ).
- Una componente de continua, exponencial decreciente ( $i_{dc}$ ).

Cuando se estudia la operación de los relés de distancia de alta velocidad, es habitual desprestigiar el decrecimiento de la componente de alterna, y utilizar las reactancias subtransitorias para determinar los niveles de corriente de falla. Así, una expresión simplificada para una corriente de cortocircuito es:

$$i_f = i_{ac} + i_{dc} = I_m \text{sen}(\omega t + \psi - \phi) + I_m \text{sen}(\psi - \phi) e^{-\frac{t}{\tau}}$$

donde  $\Psi$  guarda relación con el instante en que ocurre la falla y  $\tau$  es la constante de tiempo del sistema ( $= L/R$ ).

En el caso general de falla, en un sistema cargado, habría que añadir el término de corriente de carga.

La componente de continua de la corriente de falla depende del instante, del ciclo de tensión en que ocurre el cortocircuito ( $\Psi$ ). Si  $(\Psi - \phi)$  es cero, la componente de continua se anula, y la corriente de falla es una onda senoidal pura.

Si  $(\Psi - \phi) = \pi/2$ , la componente de continua toma un valor máximo, y la señal de corriente de falla es, inicialmente, una onda cosenoidal completamente desplazada.

Se ve, por tanto, que la señal de corriente del relé contiene una variable aleatoria totalmente independiente de la distancia de la falla.

La componente de continua es una fuente de error importante, que tiende a reducir la impedancia vista por el relé, haciendo, por tanto, que sobrealcance.

Este error se minimiza al utilizar impedancia, réplica a la de la línea, en los circuitos conectados a secundarios de los transformadores de intensidad. Estas impedancias se establecen acorde con la de la línea protegida ( $Z_L$ ,  $Z_{LO}$ ), de forma que una componente transitoria que aparezca en la señal de tensión  $V$ , esté balanceada por la correspondiente componente transitoria, a través de la impedancia réplica ( $I_r Z_R$ ).

La tensión primaria, en la posición del relé, es de la forma:

$$v = R_L i_f + L_L \frac{di_f}{dt}$$

Sustituyendo  $i_r$  por su valor resulta:

$$v = I_M Z_L \text{sen}(\omega t + \psi - \varphi + \varphi_L) + I_M \left( R_L - \frac{L_L}{\tau} \right) \text{sen}(\psi - \varphi) e^{-\frac{t}{\tau}}$$

Donde

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 - (\omega L_L)^2} \quad \text{tg } \varphi_L = \frac{\omega L_L}{R_L}$$

Lo que muestra que, en la señal de tensión del relé, está presente una componente de continua que tiene la misma constante de tiempo que la corriente de falla primaria.

Esta tensión transitoria es nula cuando  $R_L - L_L / \tau = 0$ , o lo que es lo mismo, cuando  $X/R = X_L/R_L$ , es decir, si el sistema es homogéneo.

La componente transitoria de la tensión también es nula cuando no hay componente transitoria de la intensidad, es decir, cuando  $\psi = \varphi$ .

Normalmente, los transformadores de tensión empleados son capacitivos, por sus ventajas económicas frente a los inductivos. Sin embargo, cuando ocurre un cambio brusco de tensión el primario, la energía almacenada en dicho transformador da lugar a una salida de tensión distorsionada. Esto tiene un efecto importante en el tiempo de operación del relé, particularmente cuando la falla ocurre a tensión nula.

Así, cuando los relés de distancia se alimentan de transformadores de tensión capacitivos, los errores transitorios a la salida de los C.V.T. s dan lugar a tiempos de operación de zona 1 más elevados, y la operación en un ciclo no puede garantizarse.

## 5. USO DE LOS MEDIOS DE COMUNICACIÓN EN LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

### 5.1.- Introducción

La complejidad actual de los Sistemas de Potencia, ha dado lugar al desarrollo de los sistemas de protección que hacen uso de medios de comunicación como la onda portadora (PLC), microondas o radio con la finalidad de cumplir con los

requerimientos de los sistemas de protección, como son: rapidez, sensibilidad, selectividad, flexibilidad, confiabilidad y redundancia.

A estos sistemas que hacen uso de la telecomunicación se les denomina teleprotección, y en el caso de la protección de las líneas de transmisión son muy usados no solamente para mejorar el funcionamiento del sistema de protección, sino también cuando se trata de resolver problemas particulares, como:

- Protección de líneas de transmisión multiterminales
- Fallas de alta resistencia
- Alimentación débil

Los dos últimos, son muy comunes en el Sistema Interconectado Sur, por lo que prácticamente todos los sistemas de protección de alta tensión hacen uso de la teleprotección.

Tal como se muestra en la Fig. 4.10, los sistemas de protección pueden ser divididos en dos grandes grupos:

- a) Aquellos basados en la información proveniente de un solo punto. Estos son inherentemente limitados en lo que se refiere a selectividad y se denomina **sistemas relativamente selectivos** (algunas veces denominados sistemas unitarios)
- b) Aquellos basados en la información proveniente de todos los terminales del circuito protegido. Estos son inherentemente selectivos en su totalidad (discriminativos) y su operación se produce solamente para fallas dentro de la zona de protección delimitada por los terminales.

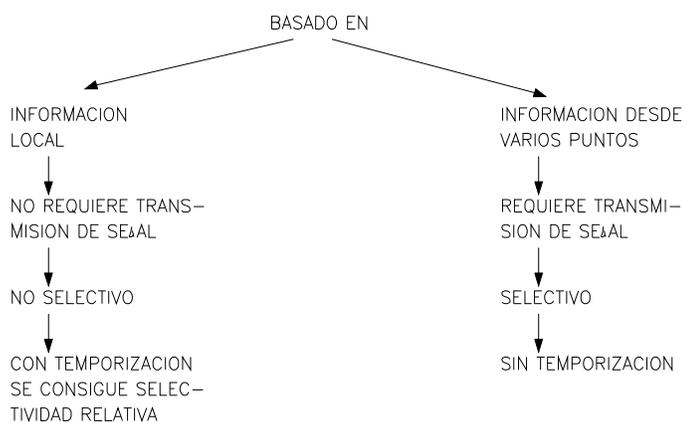


Fig. 4.10 Clasificación de los Sistema de Protección

A estos sistemas de protección se les denomina **sistemas absolutamente selectivos**. Es evidente que para conseguir la selectividad son necesarios los medios de comunicación.

Hay dos métodos del uso de las señales en un sistema de teleprotección (Fig. 4.11), los que son para el disparo de interruptores y los que son para el bloqueo de los mismos.

En el primer caso no necesariamente implica la apertura del interruptor con la señal recibida, sino como es preferible en muchos casos, la apertura esta supeditada al arranque del relé receptor.

En el segundo caso es suficiente la señal de bloqueo para evitar la operación del relé receptor.

La selección del sistema de teleprotección depende de muchos factores que involucran el tipo del medio de comunicación y su susceptibilidad a interferencias.

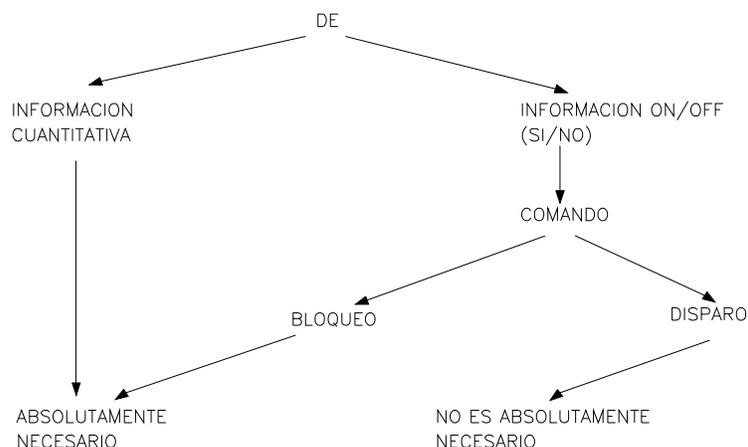


Fig. 4.11 Transmision de señales

En lo que sigue se hará una descripción de los dos esquemas de teleprotección más usados en el Sistema Interconectado del Perú.

## 5.2. Transferencia de disparo permisivo con sub-alcance (segunda zona acelerada)

La protección de distancia no puede por si sola proveer una rápida y selectiva eliminación de las fallas a lo largo del circuito protegido. La forma de la protección de distancia mayormente usada está basada en la característica escalonada. El relé instantáneo (primera zona), es direccional y no opera para fallas producidas detrás de la ubicación del relé.

El alcance de la primera zona a lo largo del circuito protegido, está limitado a 70 a 90% de la impedancia de la línea protegida, el cual se adapta a los errores de medidas prácticas en sistemas polifásicos sin causar falsas operaciones para fallas fuera del circuito protegido.

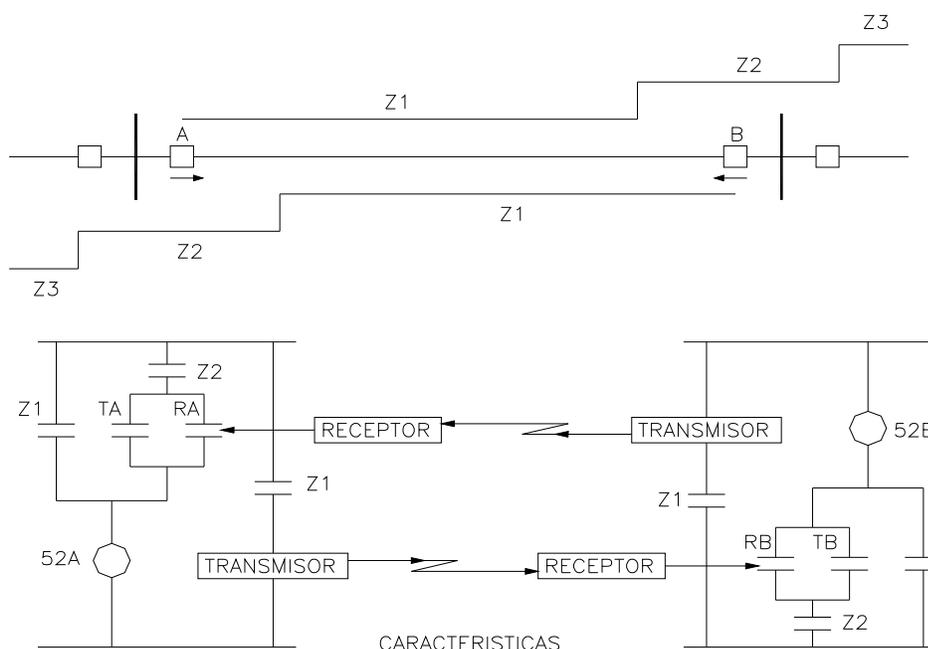
Los alcances de la segunda y tercera zona van mas allá del circuito protegido, sin embargo, están temporizados escalonadamente de manera que permita la selectividad. La operación de la segunda y tercera zona para fallas fuera del circuito protegido está considerado como protección de respaldo, a ello se debe la temporización escalonada.

El uso del medio de comunicación con la protección de distancia es para evitar la operación retardada de la segunda zona para fallas en el circuito protegido.

Estos retardos, típicamente entre 300 a 600 ms son algunas veces indeseables en los sistemas de potencia actuales. Para una falla en el circuito protegido, el relé ubicado en uno de los extremos operará en primera zona y el medio de comunicación puede ser usado para permitir la aceleración de la segunda zona del relé que no haya visto la falla en primera zona. La señal recibida puede disparar directamente el interruptor, sin embargo, es mas seguro que el disparo este condicionado al arranque del relé receptor.

Una de las ventajas de este esquema es que la falla del medio de comunicación no influye en la correcta operación del esquema básico de la protección de distancia con el alcance y temporización escalonado, a pesar de que alguno de los relés pueda operar con retardo para ciertas fallas detectadas en segunda zona. Por esta razón, este tipo de aplicación es algunas veces descrita como un sistema en el cual el medio de comunicación es una característica suplementaria ó auxiliar.

El control de la señal recibida por el arranque del relé receptor limita el riesgo de la falsa operación frente a aquellas condiciones para las cuales estos relés operan. En consecuencia, el ruido causado por una falla y la operación de los equipos de maniobra es relevante para las zonas de operación del relé.



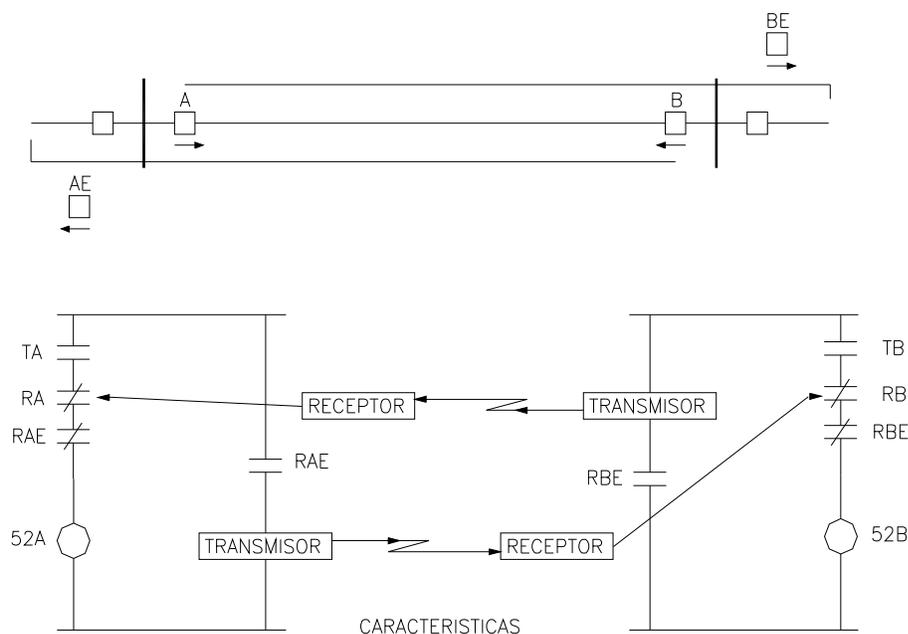
- EL MEDIO DE COMUNICACION ES SUPLEMENTARIO O AUXILIAR
- SE REQUIERE DOS RELES PARA ELIMINAR LA FALLA
- EL RUIDO NO CAUSA MALA OPERACION DE LA PROTECCION
- SISTEMA DE PROTECCION UNIVERSAL PARA LINEAS DE TRANSMISION

Fig. 4.12 Transferencia de disparo con sub-alcance (aceleración de segunda zona)

### 5.3. Comparación direccional con bloqueo

Este esquema debe usar relés muy rápidos con una primera zona direccional y un alcance que va más allá del circuito protegido.

La transmisión de la señal de bloqueo es iniciada por el relé de distancia no direccional, ya sea el arranque o la segunda zona y es interrumpida por el relé de primera zona. Para fallas externas, ambos extremos transmitirán la señal de bloqueo y solamente para fallas internas las señales de bloqueo serán interrumpidas en ambos extremos.



- LA AUSENCIA DEL MEDIO DE COMUNICACION NO IMPIDE EL DISPARO
- CUALQUIER DEFECTO EN EL MEDIO DE COMUNICACION PUEDE OCASIONAR SOBREALCANCES
- GENERALMENTE SE USA MEDIOS DE COMUNICACION ON/OFF (SI/NO)

Fig. 4.13 Comparacion direccional con bloqueo

## 6. FILOSOFIA DEL REENGANCHE AUTOMATICO

### 6.1. Introducción

Los reenganches automáticos de los interruptores de las líneas de transmisión pueden ser trifásicos, monofásicos o ambos; depende de la selección que se haga en los relés de distancia, ya que éstos son los que activan a los relés de reenganche que pueden estar instalados en forma separada o ser parte de los mismos relés de distancia.

En el SIS en las líneas de 138 kV se usa el reenganche monofásico cuando se tiene fuente de alimentación en ambos extremos y trifásico cuando son líneas radiales. En líneas de 60 kV se usan reenganches trifásicos solamente por la característica de operación de los interruptores.

## 6.2 Características principales de los reenganches

Los esquemas de reenganche tienen una lógica de operación basada en la medición de los tiempos y pueden trabajar en forma independiente si la línea de transmisión tiene fuente de alimentación en un solo extremo y ligado a la teleprotección (Anexo 1) si la línea tiene alimentación por ambos extremos.

En la Fig. 6.1 se muestra la secuencia de eventos durante un reenganche en base al cual definiremos los siguientes tiempos:

### a) Tiempo de operación del relé (TR)

Es el tiempo que el relé demora en detectar la falla hasta el envío de la señal de apertura del interruptor

En los relés de distancia electromecánicos, este tiempo está entre 35 a 150 ms, en los relés electrónicos y digitales entre 10 a 50 ms.

Como se puede observar en el gráfico, la señal de apertura del interruptor también activa el relé de reenganche.

### b) Tiempo de apertura del interruptor (TAI)

Es el tiempo que demora el interruptor desde que recibe la señal del relé hasta la extinción del arco dentro del interruptor.

En interruptores de 138 kV, este tiempo está entre 20 a 60 ms, dependiendo de la magnitud de la corriente de falla y el punto de la onda en que empieza la apertura del interruptor.

### c) Tiempo de duración de la falla (TF)

Es el tiempo desde el inicio de la falla hasta que el arco es extinguido por la apertura del interruptor.

Siempre se cumplirá:  $TF = TR + TAI$

### d) Temporización del relé de reenganche (TD)

Los relés de reenganche pueden temporizarse de modo que al cumplirse el tiempo ajustado envíe la señal de cierre del interruptor.

En la figura se puede observar que este tiempo abarca la recepción de la señal del relé de distancia hasta la orden de cierre del interruptor.

En nuestro medio, este tiempo se ajusta entre 0.4 a 0.5 s para los reenganches monofásicos y entre 0.3 a 0.4 s para los reenganches trifásicos.

### e) Tiempo de cierre del interruptor (TCI)

Es el tiempo que demora el interruptor desde la recepción de la señal del relé de reenganche hasta el cierre de los contactos principales del interruptor.

**f) Tiempo de espera (TM)**

Este tiempo (también denominado tiempo muerto), es el tiempo que la fase permanece desconectada, es decir, desde la apertura hasta el cierre del interruptor.

**g) Tiempo total de duración de la perturbación (TP)**

Es el tiempo que transcurre desde el inicio de la falla hasta que el interruptor queda totalmente cerrado.

Siempre se cumplirá:  $TP = TF + TM$

**h) Tiempo de bloqueo del reenganche (TB)**

Los dispositivos de mando de los interruptores de las líneas de transmisión luego de una maniobra de apertura y cierre requieren de un tiempo para almacenar la energía necesaria para las maniobras siguientes.

Este tiempo se cuenta a partir de la señal de apertura del relé de distancia y generalmente es del orden de 12 s, es por ello que los relés de reenganche tienen un temporizador ajustable de modo que luego de un reenganche exitoso del interruptor y presencia de fallas consecutivas no se produzca nuevamente una secuencia de reenganche sino que la apertura sea trifásica y definitiva, es decir, la lógica del reenganche quede bloqueada mientras dure el tiempo TB.

Luego de cumplirse el tiempo de bloqueo TB, el interruptor queda expedito para una nueva secuencia de reenganche. Normalmente el tiempo de bloqueo TB en nuestro medio se ajusta entre 10 20 s.

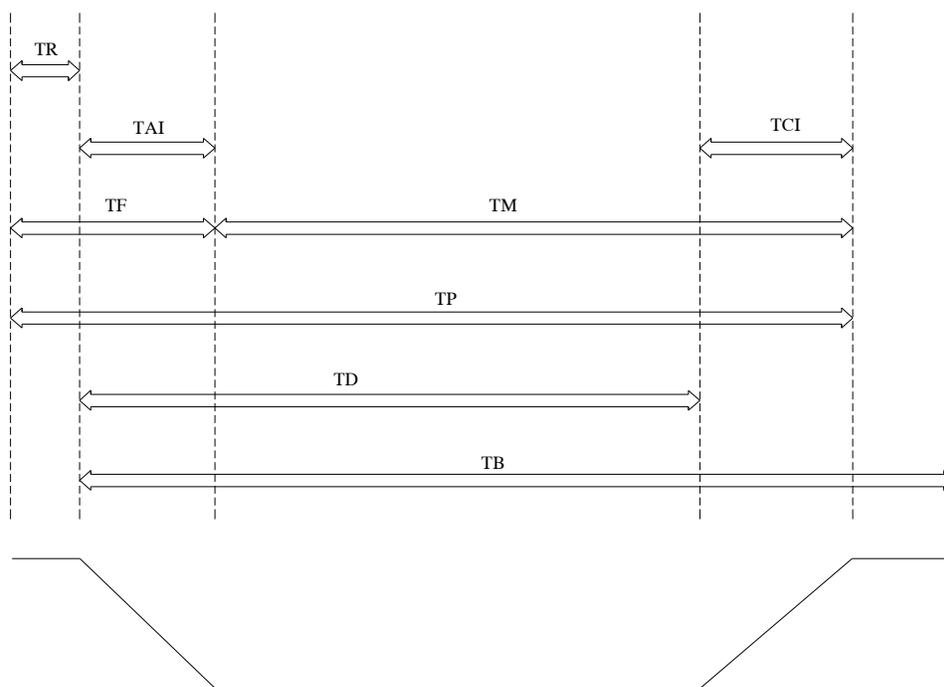


Fig. 4.14. Secuencia de eventos durante un reenganche automático

## CAPITULO VII

### PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

#### 1. INTRODUCCION

Tradicionalmente, la protección de transformadores de potencia ha estado relegada a la aplicación de relés diferenciales para transformadores y relés de sobreintensidad de respaldo para brindar protección contra cortocircuitos. Con el advenimiento de los nuevos conjuntos de los modernos conjuntos de multifunción para transformadores, las protecciones diferencial y de sobreintensidad son ahora sólo dos de las numerosas funciones lógicas y protectoras que pueden incorporarse en el conjunto de protección de transformadores realizando su valor para el usuario. Otras funciones protectoras incluyen la protección contra sobreexcitación (24), contra sobrevoltaje de neutro (59G), diferencial de tierra (87GD), y separación de cargas por bajas frecuencias (81U) y bajo voltaje (27). Actualmente, muchas de estas funciones son manejadas separadamente por relés discretos, o no se aplican por razones de economía.

Los requisitos para la protección de transformadores varían también según la ubicación del transformador en el sistema eléctrico.

El objeto de las protecciones es aislar el transformador de la red ante la detección de averías para minimizar el daño y a la vez evitar la pérdida de otros elementos de la red por actuación de las protecciones.

Se pueden considerar dos tipos básicos de protecciones:

- a) Protecciones propias: son de tipo termo-mecánico y forma parte integrante del transformador. Detectan averías producidas dentro de la cuba en su fase inicial y suelen ser por ello insustituible. Sus ajustes vienen de fábrica.
- b) Protecciones externas: son protecciones eléctricas y no forman parte del transformador. Normalmente utilizan otros elementos diferentes de los constitutivos del transformador (transformadores de tensión, intensidad, etc.). Sus ajustes requieren previos cálculos. En el presente curso trataremos sobre dichas protecciones.

En la fig.1 se muestra el diagrama unifilar de un sistema de protección externo para un transformador de potencia superior a 5MVA. Los transformadores de menor potencia disponen, generalmente, de fusibles como protección contra cortocircuitos y un termómetro para detectar sobrecargas.

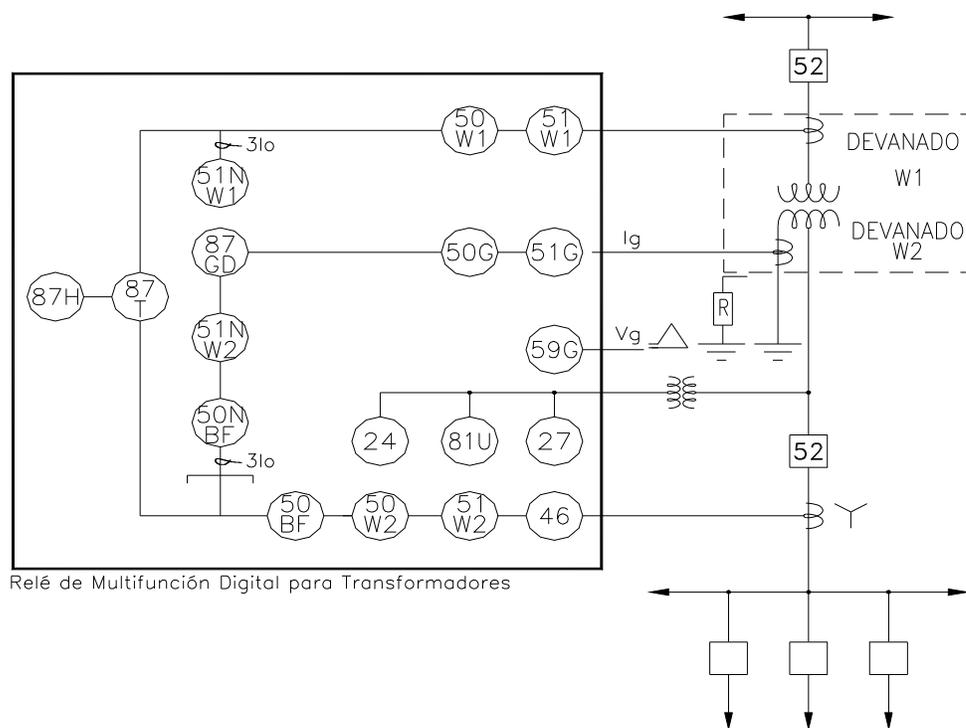


Fig. 1 Diagrama Unifilar Funcional con Dos Devanados

#### a) Protección diferencial (87T)

Un relé diferencial compara la corriente que alimenta al transformador con la corriente que sale del transformador.

La protección diferencial es muy apropiada para detectar las fallas que se producen tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas, su campo de actuación está limitado por los transformadores de corriente que alimentan a la protección.

A diferencia de la protección diferencial de los generadores, para el cálculo de ajustes de la protección diferencial de los transformadores de potencia debe tenerse en cuenta lo siguiente:

- Corriente de magnetización, que depende de la potencia del transformador, impedancia fuente, propiedades magnéticas del material del núcleo, la remanencia en el núcleo y el instante en que el transformador se energiza.

Las magnitudes de las corrientes de magnetización varían entre 5 a 10 veces la corriente nominal del transformador si este es energizado por el lado de alta tensión y entre 10 a 20 veces si es energizado por el lado de baja tensión.

- Grupo de conexión, para determinar la compensación de la fase. En las protecciones antiguas esto se hacía con transformadores auxiliares, en las protecciones modernas son parte de los relés.

- Relación de transformación del transformador de potencia y los transformadores de corriente, para determinar la compensación por amplitud. En las protecciones antiguas esto se hacía con transformadores auxiliares, en las protecciones modernas es parte de los ajustes.
- Para transformadores con cambiador de taps, se debe considerar corrientes balanceadas, es decir, cuando el cambiador de taps está en la posición media.
- Los relés diferenciales deben disponer de filtros de segunda armónica para evitar la actuación en energizaciones del transformador.

En resumen, los ajustes de los relés diferenciales consta de dos partes. La primera que es la corriente de operación y la segunda la pendiente que identifica la zona de actuación de la protección (fallas internas y externas). Generalmente estos ajustes son del orden de  $20\%I_n$  para la corriente de operación y entre 40 a 50% de pendiente.

En la fig.2 se muestra la característica de operación de la protección

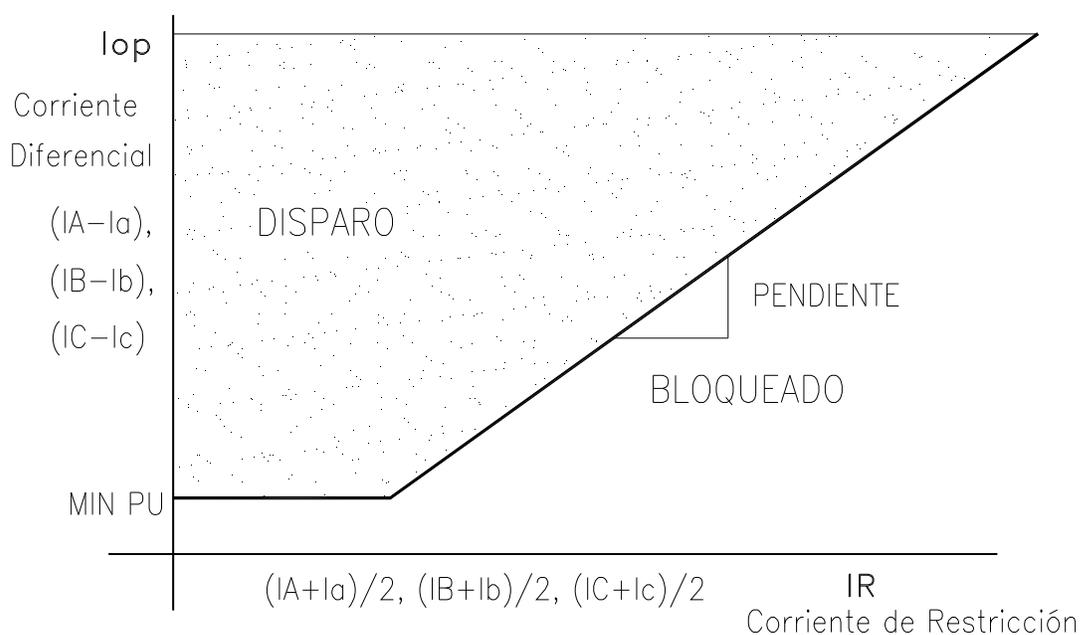


Fig. 2 Protección Diferencial diferencial.

#### b) Protecciones de sobreintensidad de fase y tierra (50/51, 50/51N)

Esta protección sirve de respaldo en el caso que la protección diferencial no actúe. En transformadores pequeños donde no tiene protección diferencial, la protección de sobreintensidad es básica. En cualquier caso su actuación debe estar coordinada con las protecciones de las redes aguas abajo del transformador.

La corriente de arranque de la protección de fase no debe ser inferior al 120% de la corriente nominal, mientras la protección de tierra oscila entre 20 a 40%. Los tiempos de ajuste y curvas características dependen de las corrientes de cortocircuito y la forma de la red, es por ello que no se puede dar una recomendación general en esta parte.

Lo importante en este caso es tener en cuenta la curva de daño térmico de los transformadores. Las características de operación de los relés de sobreintensidad no deben estar por encima de las curvas de daño térmico en las curvas de selectividad.

Dependiendo de la potencia y tensión de cortocircuito de los transformadores de potencia, las curvas de daño térmico pueden ser diferente. En la fig. 3 se muestran las curvas de acuerdo a la norma ANSI.

#### **c) Protección de sobrecarga (49)**

El transformador de potencia, es el equipo que tiene mayor probabilidad de trabajar sobrecargado debido al dinamismo de la red. Es por ello que debe tenerse especial cuidado desde el planeamiento de la red y en la operación misma de las redes.

La forma efectiva de cuidar el transformador ante cualquier evento de sobrecarga es la protección térmica o de imagen térmica que tiene dos niveles, la primera de alarma y la segunda de disparo de interruptores.

Al igual que en los generadores, los ajustes de estas protecciones vienen determinados por los fabricantes. Dependiendo del clima los ajustes de los relés térmicos que supervisan la temperatura oscila entre 75 a 85°C para alarma y entre 100 a 110°C para disparo.

Las protecciones que supervisan la temperatura de los devanados tienen ajustes mayores a los rangos anteriores.

#### **d) Protección masa-cuba (51N)**

Esta protección es sensible únicamente a fallas con contacto a tierra, por lo que requiere que la red este puesta a tierra.

Se usa como protección de respaldo del transformador contra fallas internas de aislamiento entre bobinas y la cuba y contra el contorneo de los terminales a la cuba, fallas que no podrían ser detectadas en primera instancia por la protección Buchholz o diferencial.

El tanque del transformador debe ser aislado de tierra, aproximadamente 25  $\square$  de resistencia de aislamiento es suficiente. El tanque es conectado a tierra a través de un transformador de corriente el cual alimentará a un relé de sobreintensidad instantáneo. Normalmente la corriente circulante es nula, pero cuando la cuba del transformador se ve afectada por una falla, la corriente circulará hacia tierra a través del transformador de corriente.

El ajuste recomendado para el elemento de corriente varía entre 150 % a 200 % de la corriente del transformador de corriente y el tiempo debe ser lo más bajo posible.

En muchos países no se usa esta protección debido a que perturbaciones menores como la falla a tierra del motor de ventiladores puede motivar la salida de servicio el transformador por actuación de esta protección.

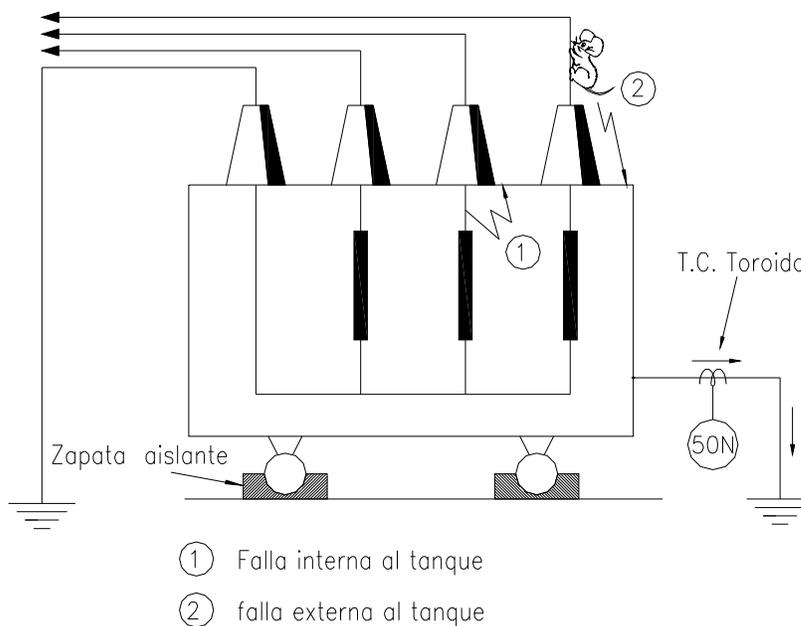


Fig. 4

**e) Protección de sobretensión (59)**

Las sobretensiones permanentes se producen por pérdidas súbitas de carga o líneas largas en vacío. Si el transformador está operando cerca al codo de saturación, un leve incremento de tensión puede ocasionar corrientes de excitación grandes y la excesiva densidad de flujo con el consiguiente daño del transformador.

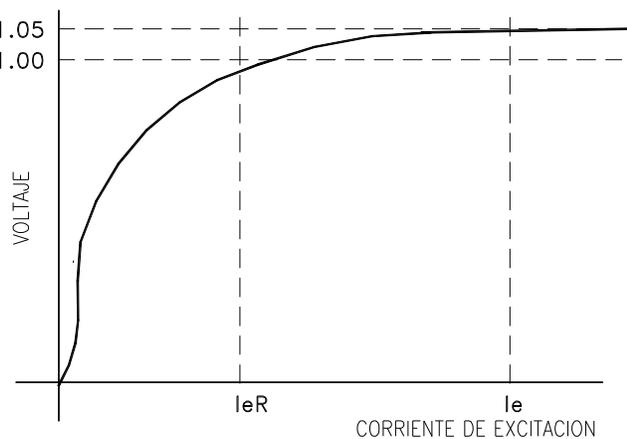


Fig. 5 Típica Curva de Saturación de un Transformador

Los ajustes recomendados varían entre 115 a 120% de la tensión nominal y aun tiempo de 2 a 5 s.

**f) Protección diferencial de neutro (87GD)**

Cuando la corriente de falla a tierra está limitada puede ocurrir que la protección diferencial del transformador no sea sensible a la misma y, por lo tanto, no dar disparo en caso de falla a tierra dentro de la zona protegida. La forma usual de limitar la corriente de falla a tierra consiste en instalar entre el neutro y tierra una impedancia limitadora, resistencia o reactancia de puesta a tierra. Cuando el neutro es artificial (compensador o transformador de puesta a tierra) es la impedancia propia de estos equipos la que limita la corriente de falla.

La protección diferencial de neutro se basa en la comparación de la corriente de neutro y otro lado de la zona limitada por los transformadores de intensidad.

El relé que se emplea debe ser voltimétrico para obtener una buena sensibilidad.

**g) Protección de sobretensión residual (59N)**

En sistemas aislados o aterrados a través de una alta impedancia puede ser protegido de las fallas a tierra a través de un relé de tensión residual conectado a un transformador de tensión de conexión delta abierto lográndose medir el desplazamiento del neutro para las fallas a tierra en la red. El relé será un respaldo para los relés de falla a tierra y debe por lo tanto tener una temporización mayor que estos.

El ajuste de tensión del relé en redes con impedancia a tierra elevada es 10 – 40% de la tensión de fase.

En redes sólidamente aterradas, esta protección puede ser usada como un relé de falla a tierra de respaldo. El relé puede ser ajustado para operar en caso de que el aterramiento de la red es reducida en extremo de manera que la corriente residual no alcanza a hacer operar a la protección.

## **CAPITULO VIII**

### **PROTECCION DE GENERADORES**

#### **1 INTRODUCCION**

En un sistema eléctrico, los grupos generadores constituyen un elemento claramente diferenciado del resto de equipos que forman el sistema. Ante una situación de perturbación, provocada por diversas causas, los grupos generadores han de mantenerse en servicio, siempre que sea posible, para evitar mayores consecuencias al sistema. Esto no se consigue siempre debido principalmente a las limitaciones eléctricas, mecánicas y térmicas tanto de la turbina como del alternador o de los servicios auxiliares de la central, frente a unas sollicitaciones demasiado severas impuestas por la propia avería.

Los generadores, a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación. Algunos ejemplos de tales condiciones anormales son: la sobreexcitación, el sobrevoltaje, la pérdida de campo, las corrientes desequilibradas, la potencia inversa y la frecuencia anormal. Al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático. La desconexión innecesaria por disparo de un generador es inconveniente, pero las consecuencias de dañar la máquina por no haberla desconectado lo son aún más. Si esto sucede, el costo para la empresa eléctrica va a incluir, no sólo la reparación o sustitución de la máquina dañada, sino los gastos substanciales de suministrar energía de reemplazo mientras la unidad está fuera de servicio.

En las instalaciones con personal, un operador diestro y alerta puede en ciertas ocasiones corregir una condición anormal de operación evitando sacar de servicio el generador. Pero en la gran mayoría de los casos, el evento ocurre demasiado rápido como para que el operador pueda reaccionar, y se necesita la detección automática. Como es sabido, los operadores, a veces cometen errores, creando condiciones anormales en las que se requiere la desconexión por disparo del generador para evitar daños. La sobreexcitación y la energización inadvertida son ejemplo de tales eventos. Por estas razones, los procedimientos de operación no pueden substituir la protección automática adecuada.

El sistema de protección de un grupo generador debe diseñarse en concordancia con su potencia nominal. Conforme aumenta la potencia de las máquinas, aumentan los requerimientos cualitativos sobre su sistema de protección, haciéndose estos, normalmente, más complejos.

En la Fig. 1 se muestra el diagrama unifilar del sistema de protección de un generador conectado a tierra a través de una alta impedancia.

Los números (21, 32, etc.) usados en la Fig. 1 están en concordancia con la Norma ANSI/IEEE C 37.2 – 1979.

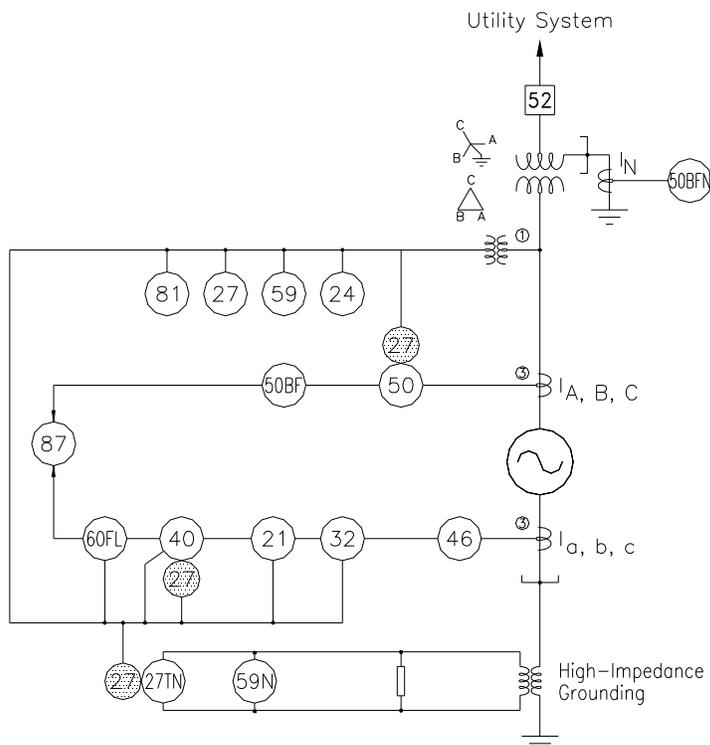


Fig. 1

A continuación se describen los distintos defectos que pueden afectar al alternador, junto con los sistemas de protección, tanto primaria como de reserva, que se utilizan para detectarlos y despejarlos.

### 1.1 Protección diferencial

Los cortocircuitos entre fases en los arrollamientos del estator o entre los terminales del generador pueden provocar daños serios en el aislamiento, arrollamientos y chapa magnética del estator y esfuerzos mecánicos de torsión en el rotor, por lo que la máquina debe ser desconectada inmediatamente de la red de manera de reducir los daños.

Esta desconexión puede ser efectuada instantáneamente por la protección diferencial que debe ser inmune a la saturación de los transformadores de corriente.

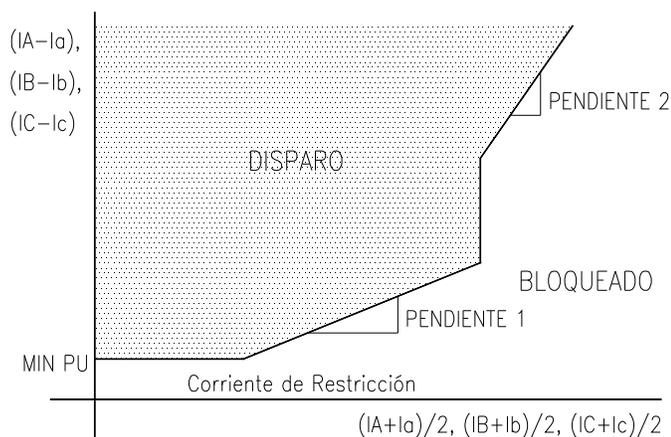


Fig. 2 Protección Diferencial

La figura 2 muestra la característica de actuación de un relé diferencial de generador.

Las protecciones diferenciales tienen ajustes de magnitud de corriente diferencial que en el caso de generadores generalmente se ajusta a un valor de 20% de la corriente nominal.

Se utilizan características con diferentes pendientes (relés digitales), porque para valores de intensidad próximos a la nominal los transformadores de intensidad no se saturan, mientras que para valores superiores se va aumentando la pendiente, es decir, insensibilizando el relé.

## 1.2 Protecciones de sobreintensidad de fase

La protección de sobreintensidad se coloca en los arrollamientos de la máquina, porque interesa medir la aportación del generador a la falla y no la de la red.

La función de esta protección debe ser eliminar las fallas balanceadas externas, es decir, es una protección de respaldo. Por esta razón que el tiempo de actuación debe ser superior a los tiempos de la protección de respaldo de las líneas de transmisión.

La corriente de arranque no debe ser superior a los márgenes establecidos para la capacidad térmica de los arrollamientos del estator. Estos márgenes se precisan en el párrafo 1.3

La principal ventaja de la protección de sobreintensidad es su sencillez, pero presenta un inconveniente. En máquinas autoexcitadas, cuando ocurre un cortocircuito, la tensión se reduce aportando cada vez menos intensidad, y la protección se repone sin haber despejado la falla. La solución a este inconveniente es utilizar **relés de sobreintensidad controlados por de tensión**, que disponen de dos elementos, uno de mínima tensión y otro de intensidad. Si hay un cortocircuito arrancan los dos y si al llegar el tiempo de disparo el relé de tensión no se ha recuperado, dispara aunque se haya repuesto la unidad de intensidad.

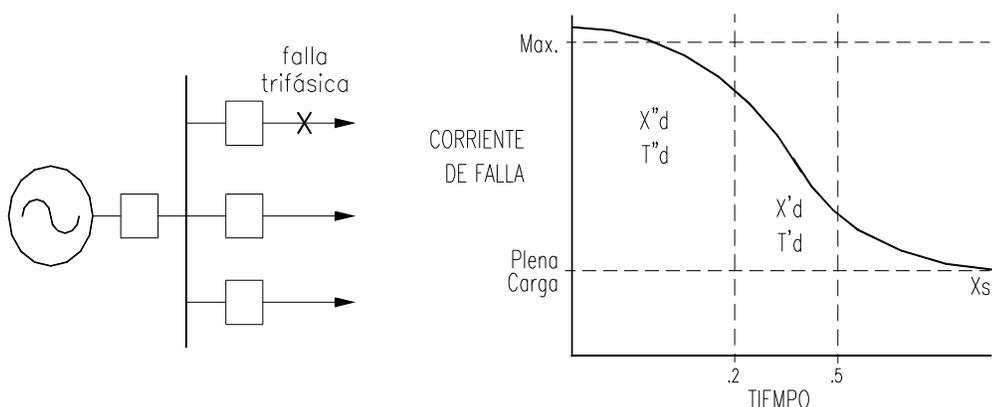


Fig. 3 Corriente de falla del Generador vs Tiempo

El elemento de mínima tensión permite a esta protección detectar fallas bastante cercanas al grupo, no interfiriendo con fallas lejanas donde la tensión medida en el grupo no se reduce considerablemente

### 1.3 Protección de sobrecarga

Una situación de sobrecarga es aquella en que existe un régimen de carga superior al nominal, no provocado por un corto circuito. Esta sobrecarga estará motivada no sólo porque el alternador esté suministrando la máxima potencia activa que le permite su accionamiento (ya que el alternador está suficientemente dimensionado para hacerlo), sino por que además esté consumiendo o generando una cantidad muy importante de potencia reactiva.

Según la norma C37.102.1987, la capacidad térmica de los arrollamientos es como sigue:

Tiempo (s)	10	30	60	120
Corriente (%)	226	154	130	116

Para la protección de sobrecarga, generalmente se usan detectores de temperatura resistivas o termocuplas para el control de los arrollamientos del estator y el material del núcleo y dar alarma cuando se exceda la temperatura normal de operación.

El primer nivel se usa solo para alarma y el segundo nivel para disparo del interruptor.

Para los ajustes se deben tener en cuenta las temperaturas nominales de operación, sin embargo, para estos ajustes es mejor seguir las recomendaciones de los fabricantes. Los ajustes de temperatura oscilan entre 90° a 120° para alarma y 130° para disparo.

Cuando los generadores son de pequeñas potencia nominales, también se usan relés de imagen térmica, es decir, aquellos que son alimentados por los transformadores de corriente y tienen una característica de operación similar al comportamiento térmico de las máquinas que protegen.

### 1.4 Protección de secuencia negativa

Las cargas desequilibradas, fallas asimétricas, condiciones de fase abierta o polo abierto del interruptor pueden causar corrientes trifásicas desequilibradas en un generador. Estas condiciones del sistema producen corrientes de secuencia negativa ( $I_2$ ) que producen un campo giratorio de doble frecuencia y se induce una corriente también de doble frecuencia en la superficie del rotor. Dichas corrientes del rotor pueden producir temperaturas excesivas en muy corto plazo.

Está especificado en normas (ANSI C50.13) que todo generador debe soportar en régimen permanente y sin daño alguno, los efectos de la circulación de una corriente inversa cuyo valor se especifica en la siguiente tabla.

Estos límites son válidos siempre que la corriente máxima del generador en cualquiera de sus fases no supere el 105 % de su valor nominal y no se sobrepase los MVA nominales.

GENERADOR	TIPO DE	% $I_n$
ROTOR LISO	Refrigeración indirecta	10

	Refrigeración directa	0-960 MVA	8
		960-1200 MVA	6
		1201-1500 MVA	5
POLOS SALIENTES	Con arrollamiento amortiguador		10
	Sin arrollamiento amortiguador		5

TIPO DE GENERADOR		$I_2^2 t$
POLOS SALIENTES		40
CONDENSADOR SINCRONO		30
ROTOR LISO	Refrigeración indirecta	30
	Refrigeración directa	0-800 MVA
801-1600 MVA		ver curva Fig. 4

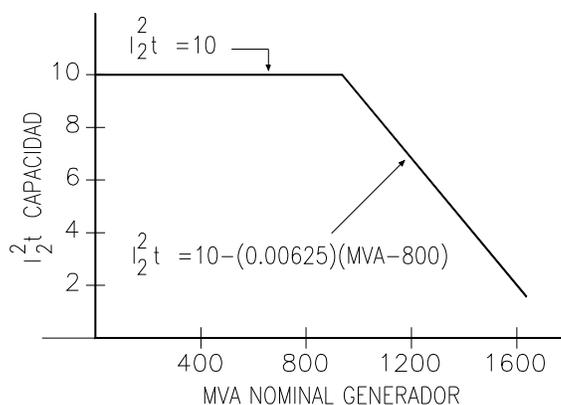


Fig. 4

### 1.5 Protección de falta de excitación

La total pérdida de excitación puede ocurrir como resultado de:

- Apertura intempestiva del interruptor de campo
- Cortocircuito o circuito abierto en el arrollamiento de campo
- Falla en regulador automático de voltaje (AVR), resultando la corriente de campo igual a cero.

Esta situación puede provocar daños serios en el alternador y en el sistema eléctrico, en especial en las condiciones de funcionamiento en las que el alternador está trabajando a plena carga antes de producirse el defecto.

Al perder excitación, el grupo generador consume potencia reactiva de la red, para absorber de ésta su excitación, lo cual puede desestabilizarlo. La magnitud de

potencia reactiva consumida está próxima al valor de la potencia nominal de la máquina.

Además un grupo que ha perdido su excitación tiende a embalsarse y a trabajar asincrónicamente. El embalamiento y pérdida de sincronismo es más probable en turboalternadores que en máquinas de polos salientes, debido a la menor inercia mecánica de la máquina. También se producen calentamientos anormales en el rotor, debido a los valores elevados de las corrientes inducidas.

Cuando la máquina funciona a plena carga, la impedancia que vé en sus terminales varía, en el diagrama R-X, desde un valor en el primer cuadrante hasta un valor algo mayor que  $X'd/2$  en el cuarto cuadrante cuando está muy subexcitado. En caso de funcionar en vacío este último valor llega hasta  $X_d$ .

El incremento de la impedancia síncrona de las máquinas de gran capacidad ha ocasionado que los ajustes de los relés de falta de excitación presenten una característica circular de mayor diámetro.

Esto ha hecho que los relés sean susceptibles a las oscilaciones de potencia, donde la impedancia aparente del sistema puede entrar a la característica circular del relé por lo que los alcances deben tomar estas consideraciones. Afortunadamente en los relés de última tecnología, la característica de operación consta de dos círculos siendo uno de ellos (el de mayor diámetro) temporizado para proporcionar seguridad contra las oscilaciones estables de potencia y el círculo mho interno está ajustado

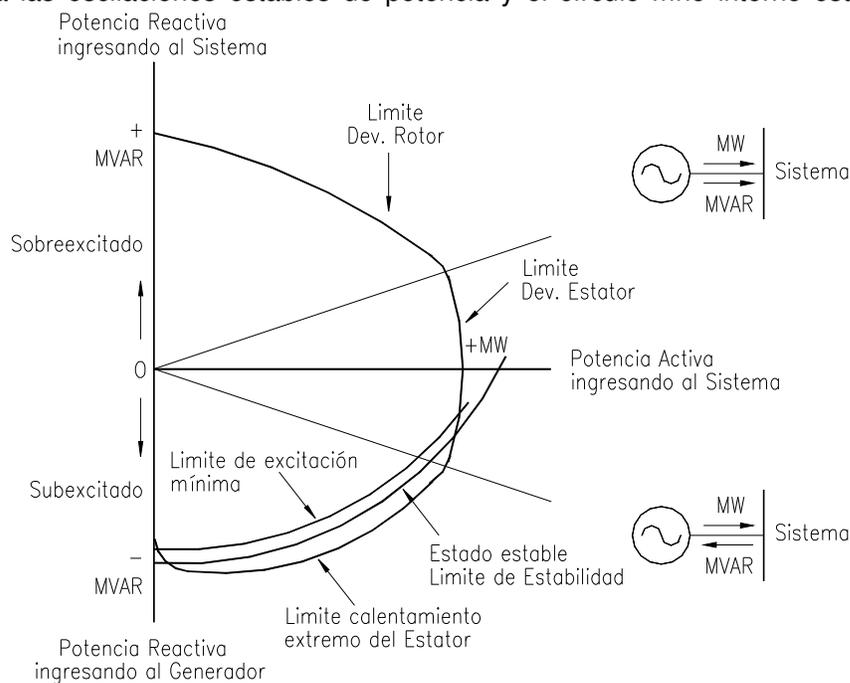


Fig. 5 Curva de Capacidad del Generador

para disparo instantáneo, y es la trayectoria del lugar geométrico de la impedancia en máquinas con carga pesada. La operación instantánea de la unidad con mho interno detecta rápidamente una condición de pérdida de campo, minimizando la posibilidad de que este evento provoque un colapso del voltaje en toda el área.

Los alcances dependen totalmente de las impedancias de los generadores y la temporización usual es del orden de 1 a 2 s.

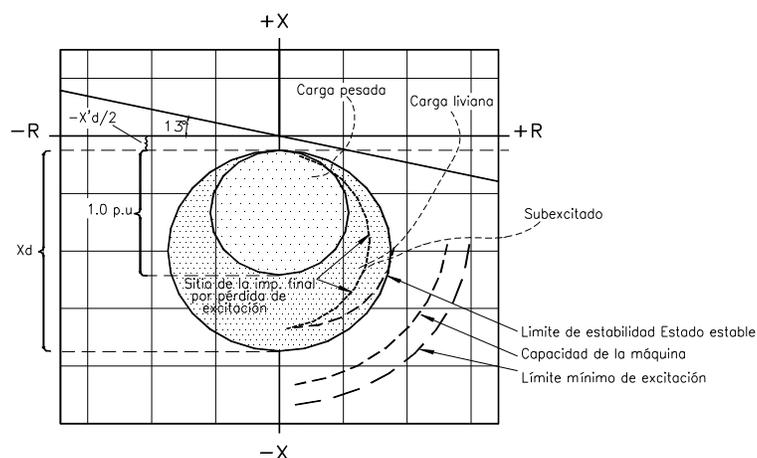


Fig. 6 Característica de operación de la Protección Pérdida de Excitación (40)

### 1.6 Protección masa rotor

Esta protección es semejante a la protección de falla a tierra del estator y trabaja generalmente por la inyección de una tensión de frecuencia distinta de la red o una tensión continua.

Estos principios permiten detectar las fallas a tierra del rotor aun cuando la máquina se encuentra en reposo y es también apropiado para las máquinas con excitación por tiristores, es decir, de alta capacidad entre los devanados del rotor y tierra.

Prácticamente los relés para esta aplicación tienen ajuste de fábrica, de no ser así una temporización de 5 a 10 s es usual, debido a que una falla a tierra en el rotor no es grave, pero una segunda falla si puede originar consecuencias graves a la máquina.

### 1.7 Protección contra falla a tierra en el 100% del Estator

El neutro del estator de los generadores puede encontrarse aislado de tierra, puesto a tierra a través de una impedancia alta o puestos a tierra a través de una resistencia que limite la corriente de falla entre 10 a 15 A.

En la puesta a tierra de alta resistencia del neutro del generador, se utiliza un transformador de distribución y una resistencia secundaria. La resistencia secundaria es usualmente seleccionada de modo que una falla entre fase y tierra del generador, la potencia disipada en la resistencia sea aproximadamente igual a los voltamperios reactivos en la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, sus conductores, y los devanados de los transformadores conectados a los terminales del generador. Usando este método de puesta a tierra, una falla entre fase y tierra estará generalmente limitada entre 3 y 25 amperios primarios.

La avería del aislamiento en los devanados puede ocasionar falla entre espiras o entre una espira y el material del núcleo. El aislamiento se deteriora por sobretensiones ocasionadas por corrientes desequilibradas, problemas de ventilación, movimientos de las espiras ocasionados por cortocircuitos o condiciones anormales de operación.

Es norma común proteger del 95 al 100% del arrollamiento del estator. Generalmente las protecciones electromecánicas y electrónicas están diseñados para proteger el 95%, mientras que la tecnología digital tiene la posibilidad de proteger el 95 y 100% con temporizaciones que oscilan entre 0.8 a 1.2 s.

El esquema de protección utilizado para proteger del 90- al 95% del arrollamiento del estator está constituido por un relé de sobrevoltaje de secuencia cero con retardo de tiempo (59N) conectado a través de una resistencia de puesta a tierra para detectar el voltaje de secuencia cero. Del 5 al 10% del arrollamiento es protegido usando un relé de bajo voltaje de tercera armónica. La combinación de ambos relés protege al 100%

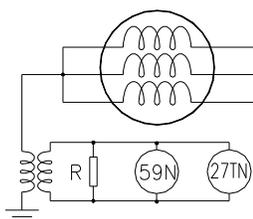


Fig. 7 Protección contra falla a tierra  
en el 100% Estator

del devanado del estator. En la Fig. 7 se muestra un esquema simplificado de protección que emplea esta técnica.

### 1.8 Protección de inversión de potencia

El propósito de esta protección es básicamente prevenir daños a la máquina prima (turbina o motor).

Si el torque mecánico es menor que las pérdidas totales en el generador y la máquina prima, el generador empezará a operar como compensador síncrono tomando la potencia activa necesaria desde la red.

Esta inversión de potencia se traduce en presiones axiales sobre los cojinetes en caso de centrales hidráulicas y reducción del flujo de vapor con el consiguiente sobrecalentamiento de las paletas en turbinas a vapor. Las máquinas diesel pueden dañarse por lubricación insuficiente.

La capacidad para soportar la motorización del generador depende del tipo de turbina. Las turbinas de vapor y de gas son las que peor soportan esta situación de motorización. Entre las hidráulicas, las turbinas Kaplan son las menos robustas en este sentido, mientras que las Francis pueden soportarlas en algunos casos y las Pelton son insensibles al fenómeno.

Las pérdidas totales expresado en porcentajes de la potencia nominal y operando a velocidad nominal son:

Turbinas a vapor	1 - 3%
Máquinas diesel	25%
Turbina hidráulica	3%
Turbina a gas	5%

Los ajustes de la potencia a detectar por los relés de inversión de potencia se calculan en función a los porcentajes anteriores y su temporización puede estar dentro del orden de los 5 a 10 s.

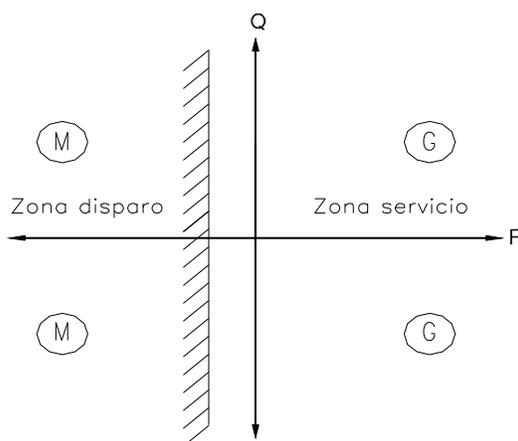


Fig. 8 Característica direccional de potencia

### 1.9 Protección de mínima impedancia

La protección de mínima impedancia es para eliminar las fallas que se produzcan en los lugares que no son cubiertos por las protecciones unitarias tales como la protección diferencial del transformador y generador, protección de barras, otras protecciones con tiempos de actuación bastante reducidos o como protección de respaldo en caso de no actuación de cualquiera de estos.

Por ser protección de respaldo, el tiempo de actuación debe ser superior a la tercera zona de las protecciones de distancia o superior al tiempo de la protección de sobreintensidad del equipo que inmediatamente sigue a los grupos.

El alcance debe ser superior a la impedancia del transformador de potencia pero no debe cubrir la longitud de la línea siguiente.

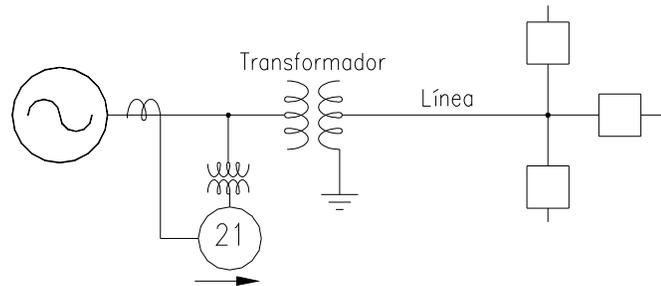


Fig. 8 Protección de mínima impedancia

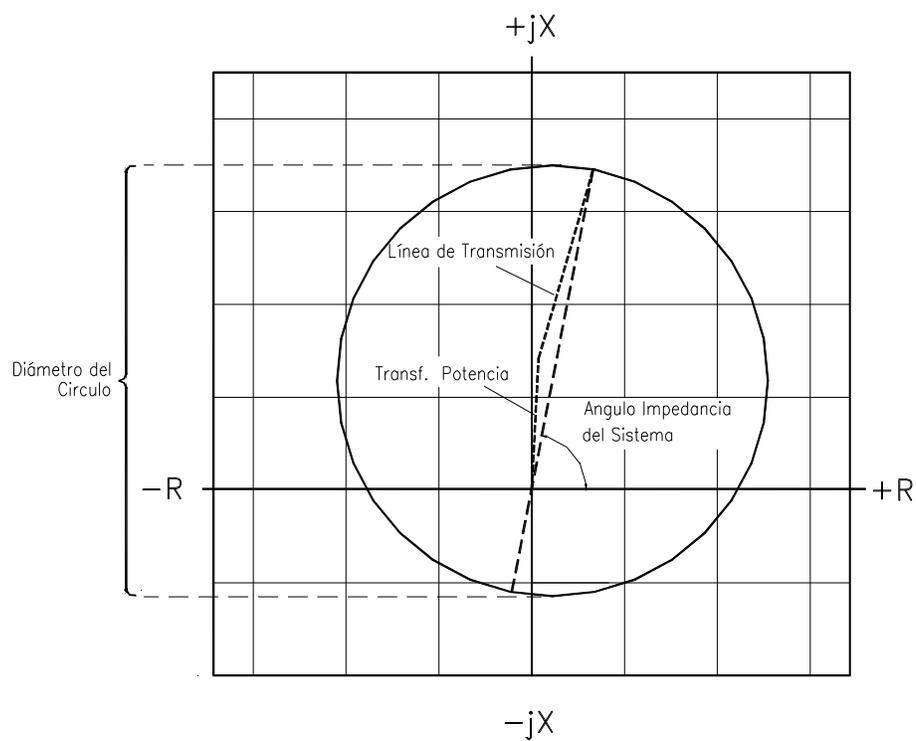


Fig. 9 Característica de operación 21

## **CAPITULO IX**

### **PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS**

#### **A) CONFIGURACIÓN DE BARRAS EN LAS SUBESTACIONES**

##### **1. Configuraciones típicas.**

En un sistema de potencia las subestaciones están conformadas por barras que pueden tener diferentes configuraciones, las cuales dependen de muchos factores como son: costos, facilidades de mantenimiento, facilidades de expansión, etc.

En nuestro medio las configuraciones más comunes son:

- Barra simple
- Doble barra con acoplamiento
- Doble barra con interruptor simple
- Doble barra con doble interruptor
- Anillo
- Barra principal con barra de transferencia

##### **2. Barra simple**

Esta es la configuración más básica y simple. La barra puede ser protegida por una protección diferencial utilizando los transformadores de corriente instalados en el lado de la línea tomando como referencia los interruptores. Es una instalación económica que utiliza un mínimo número de interruptores y no se tienen facilidades para sacar de servicio los mismos. El mantenimiento de un interruptor o protección, requiere sacar de servicio la bahía asociada con el interruptor. Este tipo de configuración se utiliza principalmente en instalaciones industriales donde las líneas 1 y 2 provienen de una fuente de generación y las líneas 3 y 4 alimentan la carga.

En consecuencia la salida de servicio de la línea 1 no debe ocasionar la interrupción de la carga porque se debe tomar provisiones para que la línea 2 pueda soportar toda la carga. En la Fig. 1 se muestra el diagrama de esta configuración.

##### **3. Configuración de doble barra con acoplamiento**

Esta configuración es una lógica extensión de la configuración de barra simple con la provisión de asilar dos secciones de barras. La instalación del interruptor de acoplamiento T crea las secciones de barras denominadas generalmente barra A y barra B. Bajo estas condiciones ante una falla en la barra saldrá de servicio una sección conformada por dos líneas permaneciendo en servicio la otra sección también con dos líneas.

Este tipo de instalación se usa cuando dos líneas terminan en una barra común. Por ejemplo, las líneas 1 y 3 podrían terminar en una barra común y las líneas 2 y 4 en otra barra común. En consecuencia, la pérdida de cualquiera de las secciones no interrumpe el servicio de las barras remotas. Sin embargo, se debe sacar de servicio la bahía para el mantenimiento del interruptor o la protección y la falla del interruptor de acoplamiento T ocasionará la salida de servicio de toda la subestación.

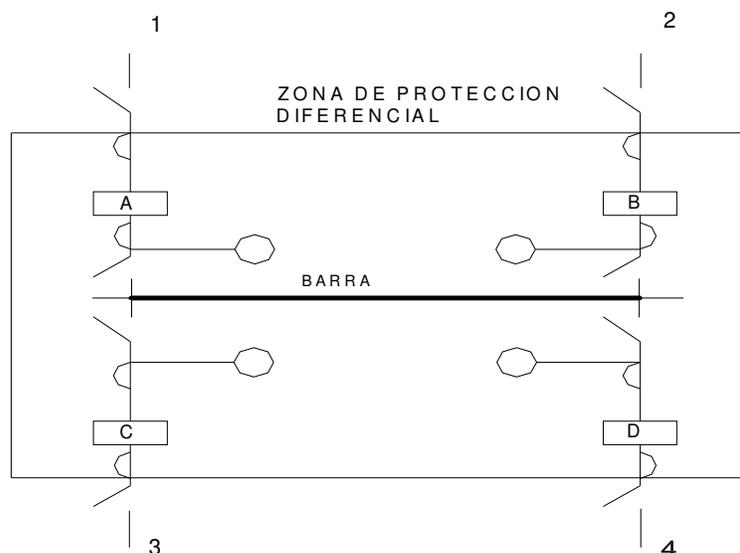


Fig. 1: Barra simple

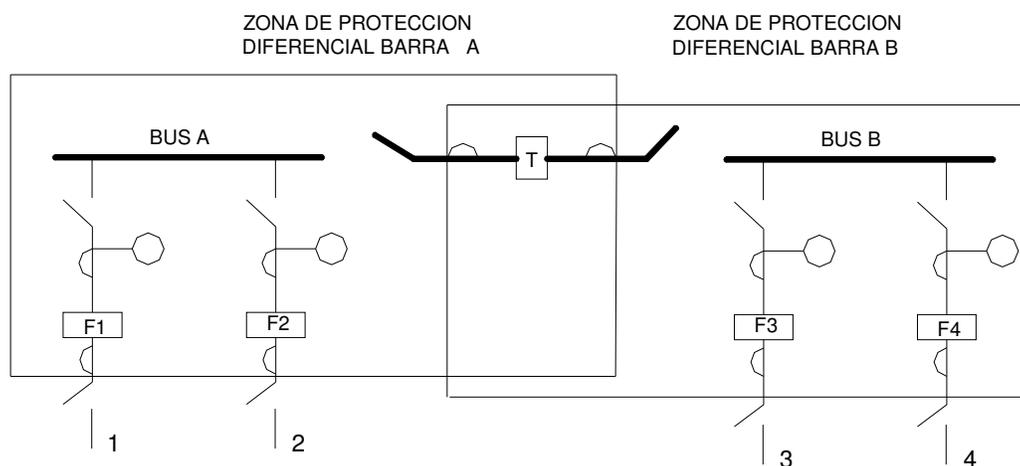


Fig. 2: Doble barra con acoplamiento

Fi

#### 4. Configuración de doble barra con un interruptor

En el Fig. 3 se presenta el diagrama de la configuración de doble barra con un interruptor. Los interruptores F1 y F2 se alimentan de la barra 1; la protección diferencial de barras se alimenta de los transformadores de corriente del lado de la línea de los interruptores F1 y F2 y del lado barra del interruptor de acoplamiento T. La otra zona de protección (barra 2), tiene una configuración similar involucrando a los interruptores F3, F4 y T. Esta configuración de barras difiere de la configuración de doble barra con acoplamiento porque el interruptor de acoplamiento se puede utilizar como un interruptor de reserva para los casos de mantenimiento de cualquiera de los otros interruptores de los alimentadores. Una falla en barras ocasionará la salida de servicio de dos circuitos. Por lo que este esquema se utiliza mayormente cuando dos líneas (ejemplo F1 y F3) terminan en una barra común al igual que las líneas F2 y F4.

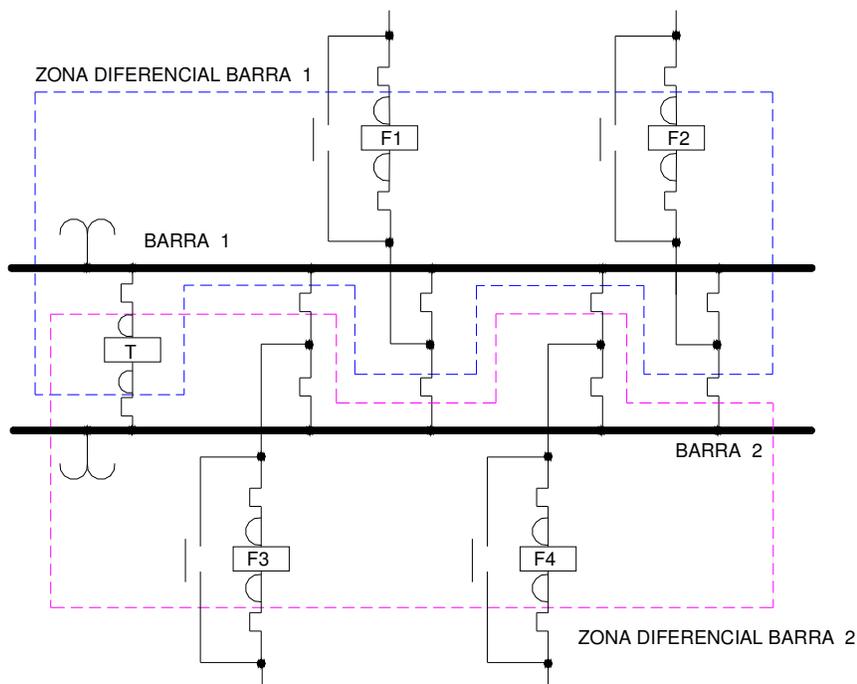


Fig. 3: Configuración de doble barra con un interruptor (operación normal)

En la Fig. 4, se ilustra al interruptor F1 fuera de servicio para mantenimiento. El interruptor de acoplamiento T se puede utilizar en su lugar, por lo que la barra uno se convierte en una extensión de la línea 1. Para el cambio de la configuración el interruptor F2 debe transferirse a la barra 2 y la protección diferencial debe automáticamente tomar en cuenta al interruptor F2. Se puede observar que las maniobras pueden llegar a ser complicadas y están sujetas a errores. Bajo condiciones normales, una falla en el interruptor de acoplamiento T resultará en una salida de servicio de toda la subestación.

## 5. Configuración de barra en anillo

La configuración de barras en anillo mostrada en la Fig. 5 y 6, generalmente se usan en instalaciones de alta tensión por razones económicas, porque se requiere un mínimo número de interruptores para la cantidad de líneas conectadas. Es también bastante flexible, los interruptores pueden sacarse de servicio con el menor número de maniobras. En el caso que exista espacio físico, fácilmente se puede adicionar una bahía tal como se muestra en la Fig.6.

En consecuencia la configuración de barras en anillo no tiene en la práctica desventajas. Con un interruptor fuera de servicio por mantenimiento, en caso de una falla se producirá la apertura del anillo. Por ejemplo, en la Fig. 6, si el interruptor E esta fuera de servicio por mantenimiento y ocurre una falla en la línea 4, las líneas 3 y 5 se separan de las líneas 1 y 2. Por lo tanto, cuando se diseña la configuración de barras en anillo, deben evaluarse varios escenarios de operación para asegurar que los líneas que se aíslan no afecte el suministro.

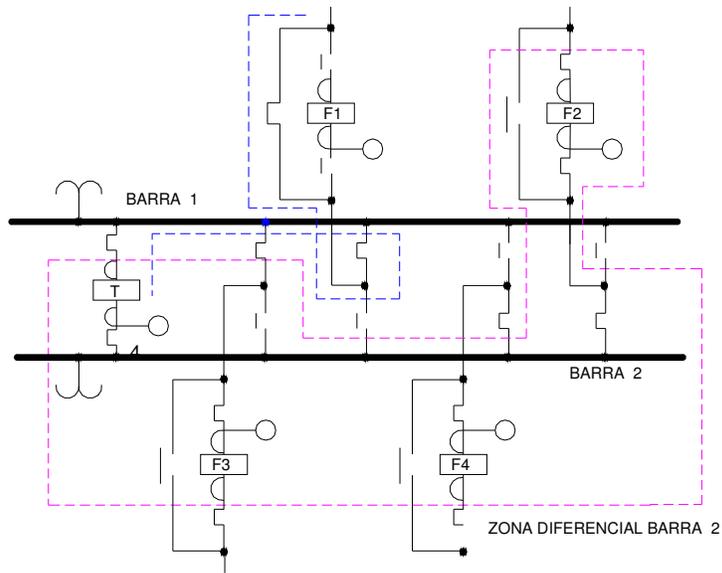


Fig. 4: Configuración doble barra con un interruptor (Int. F1 fuera de servicio)

Como en las otras configuraciones de barras, los relés deben permanecer en servicio y los transformadores de tensión ubicados en el lado de la línea deben utilizarse para como alimentación de los relés de distancia. Por otro lado, las fallas en las líneas siempre deben abrir dos interruptores, lo que incrementa la probabilidad de falla de interruptor.

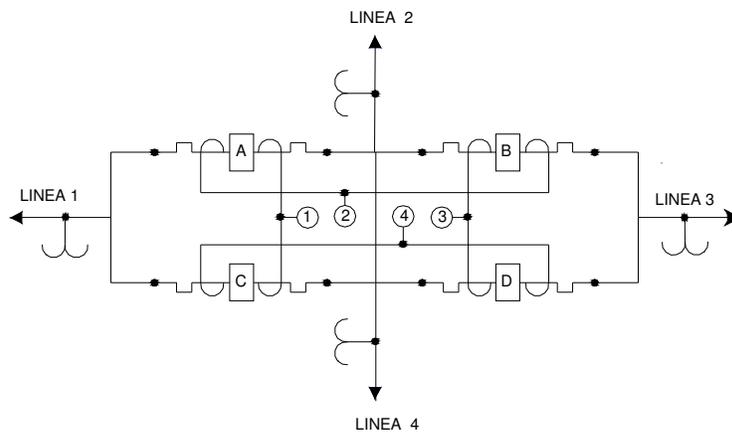


Fig. 5: Configuración de barras en anillo

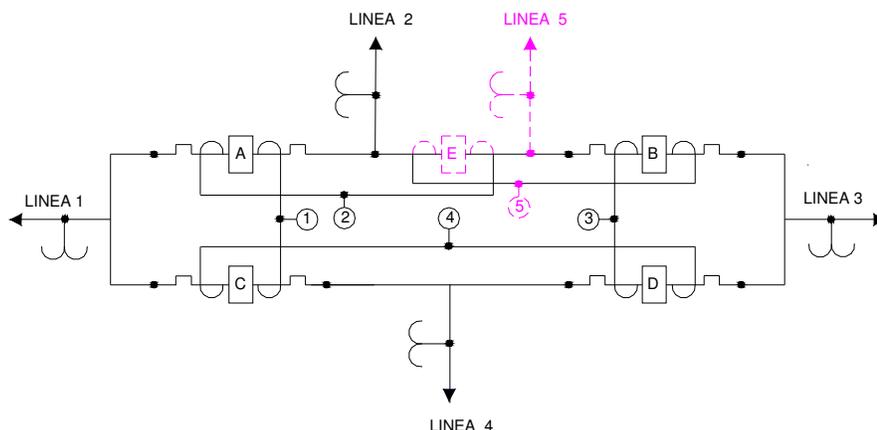


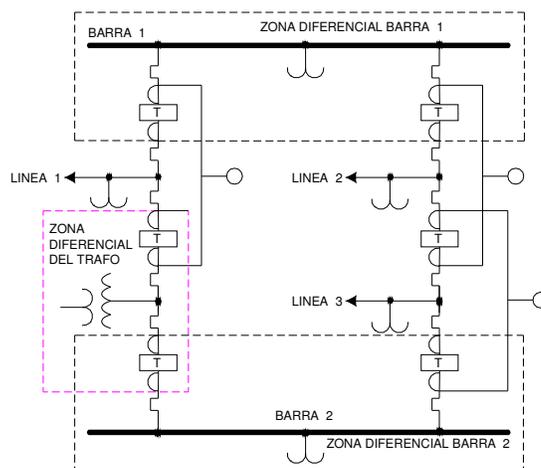
Fig. 6: Configuración de barras en anillo, ampliación con línea 5 e interruptor E

## 6. Configuración de barra interruptor y medio

Los esquemas de interruptor y medio se utilizan principalmente por su gran flexibilidad. Esta configuración requiere mayor número de interruptores que la configuración en anillo para un mismo número de líneas, Fig. 7.

Al igual que la configuración en anillo, se utilizan los transformadores de tensión del lado línea y para las fallas siempre deben abrir dos interruptores. Igualmente deben salir de servicio dos líneas cuando se hace mantenimiento del interruptor de una línea. Por ejemplo, en la Fig. 8, estando fuera de servicio el interruptor B2, una falla en la línea 2 ocasiona la salida de servicio de las líneas 2 y 3.

La diferencia entre los esquemas de la Fig. 7 y 8 es la adición del banco 2 y línea 4. La ubicación del banco 2 con relación al banco 1 tiene importancia para asegurar el servicio en fallas comunes. Por ejemplo, si el banco 2 esta ubicado en la posición de la línea 1, el interruptor común sería TA, el cual causaría el deservicio de los dos bancos. Nuevamente, en este esquema se debe analizar diferentes escenarios para asegurar el servicio con el menor número de restricciones de operación.



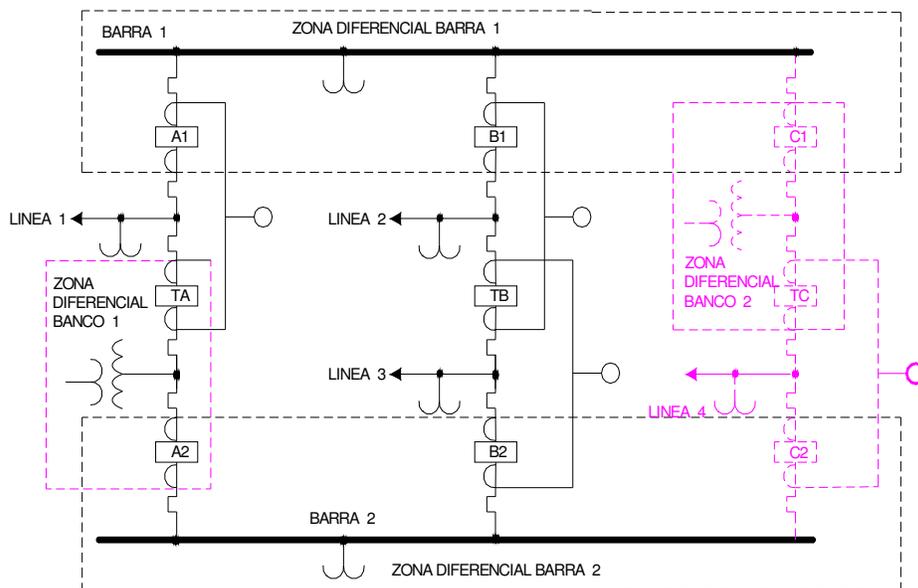


Fig. 7 y 8: Configuración de barras Interruptor y medio

## 7. Configuración de barra principal y de transferencia

Una configuración de dos líneas y un banco se muestra en la Fig. 9. En condiciones normales de operación (Fig. 10), las dos líneas son conectadas a la barra principal mediante los interruptores A y C. El banco se energiza de la barra principal mediante el interruptor B vía la barra de transferencia. La Fig. 10 ilustra los flujos de corriente en los esquemas de las protecciones diferenciales del banco y la barra. Igualmente en la Fig. 10 se muestra un selector de tres posiciones en la posición del banco.

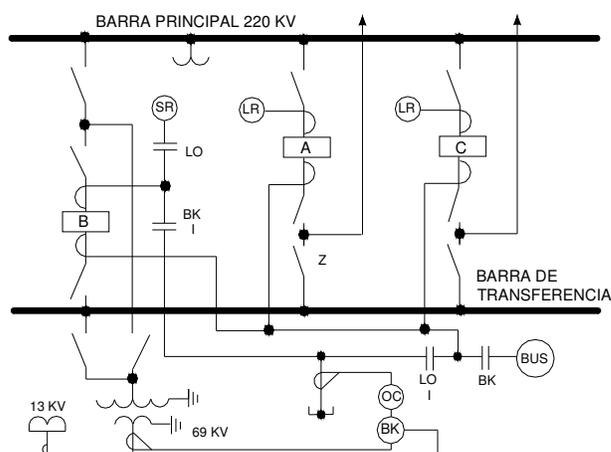


Fig. 9: Configuración de barra principal y de transferencia

El flujo de corriente de 1 A en los interruptores A y C suman 2 A en el interruptor B para conseguir el balance la protección diferencial de barras. El flujo de 2 A en la protección diferencial del banco suma 3.5 A a través del transformador de corriente conectado en delta para conseguir el balance con la corriente de 1.75 A en el arrollamiento de 13 kV y 1.75 A en el arrollamiento de 69 kV.

Podemos notar que bajo esta configuración, cualquier falla ocasiona solamente la apertura de un solo interruptor y se utilizan los transformadores de tensión conectados a la barra principal para polarizar los relés de impedancia. Esta es una ventaja comparada con los esquemas que utilizan transformadores de tensión en el lado línea porque se aplica una restricción completa tan pronto es relevada la falla.

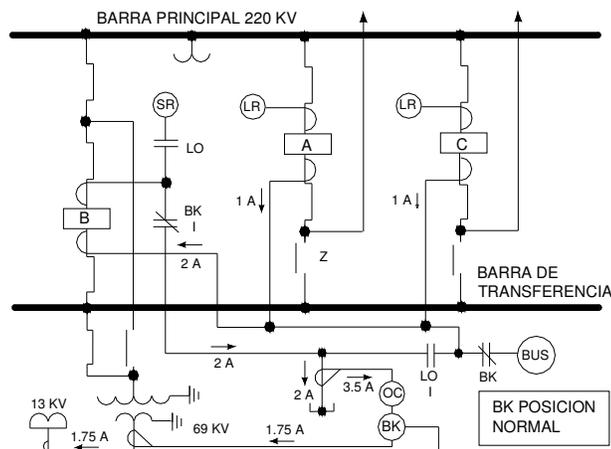


Fig. 10: Configuración de barra principal y de transferencia (banco en posición normal)

## B) ESQUEMAS DE PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS

### 1. Introducción

Una variedad de métodos se ha usado para implementar los esquemas de protección diferencial de barras. La introducción de la tecnología digital ha permitido introducir considerables mejoras en las protecciones diferenciales de barras.

El sistema de barras de configuración simple con transformadores de corriente dedicados puede ser protegidas en forma eficiente por el principio de protección diferencial de alta impedancia, esquema confiable y rápido con mas de diez años de excelente comportamiento en varios sistemas eléctricos. Sin embargo, el crecimiento de las redes, especialmente en lo que a generación se refiere, esta ocasionando que los transformadores de corriente estén cada vez mas expuestos a la saturación por el incremento de los niveles de corriente de cortocircuito.

Las protecciones diferenciales de barras basadas en el principio de alta impedancia enfrentan problemas cuando se aplica a configuraciones de barras complejas. A menudo, se requieren de zonas de protección para adecuar sus límites de protección en función del cambio de la configuración de barras. Este acondicionamiento, se realiza con el poyo de los contactos auxiliares de los seccionadores, acción que no siempre es segura.

Los esquemas de baja impedancia utilizados en las protecciones digitales, son ideales para las configuraciones de barras complejas. La zonificación óptima de la protección (réplica dinámica de la configuración de barras), se realiza mediante software, es decir, proporcionando asignaciones lógicas a múltiples zonas de protección, manteniendo invariable las corrientes físicas.

## 2. Principio básico

La ley de Khirchoff establece que la suma de corrientes que ingresan a un nodo determinado es igual a la suma de corrientes que salen del mencionado nodo. Consideremos dos condiciones demostradas para la barra simple mostrada en la Fig. 11.

Para el caso de una falla externa, las corrientes que salen de las barras son iguales a la suma de todas las corrientes que ingresan a la barra, y la suma total es cero; esta situación es igual en condiciones de flujo de potencia normal. Por otro lado, para el caso de una falla interna, la suma de todas las corrientes que ingresan a la barra es igual a la corriente de falla total (la suma total no es cero).

Una protección diferencial de barras ideal aprovecha el principio que la suma de las corrientes es cero en caso de fallas externas y condiciones de flujos de potencia y que la sumatoria de corrientes es igual a la corriente de falla total para fallas internas. Desafortunadamente, en la práctica existen inconvenientes que no permiten conseguir una protección diferencial ideal, por lo que deben seguirse ciertos pasos para asegurar que la protección diferencial trabaje adecuadamente aún en condiciones no ideales.

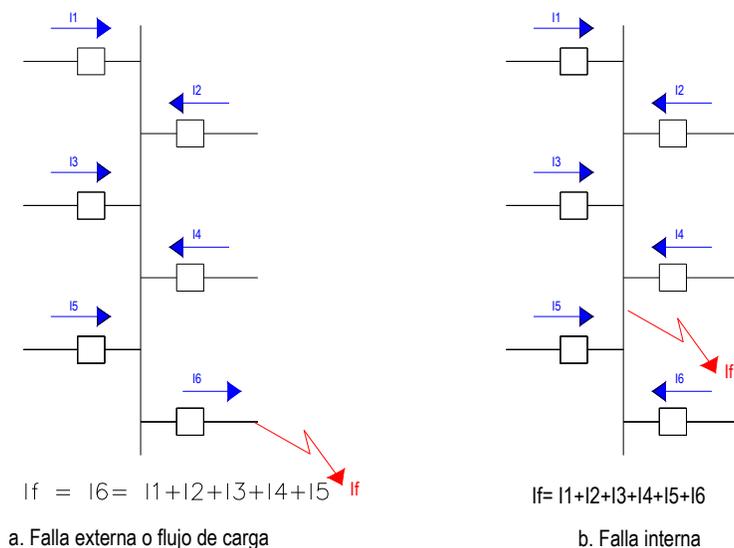


Fig. 11: Configuración simple de barras

## 3. Sistema de protección diferencial básico

Un sistema de protección diferencial básico se muestra en la Fig. 12. Los transformadores de corriente (TC's) tienen la misma relación y están conectados con el mismo sentido de polaridad de ahí que las corrientes que circulan en el circuito ubicado entre los TC's sean cero ( $I_d=0$ ) para las fallas externas y condiciones normales de flujos de potencia, mientras que circulará la corriente de falla total para fallas internas ( $I_d=I_f$ ).

Si los transformadores de corriente reflejaran en el lado secundario exactamente lo que ocurre en el lado primario de los mismos (comportamiento ideal), el sistema de protección de la Fig. 12 sería fácil de implementar usando relés de sobrecorriente. Desafortunadamente, en la práctica los transformadores de corriente se pueden saturar y hacer que la protección diferencial opere.

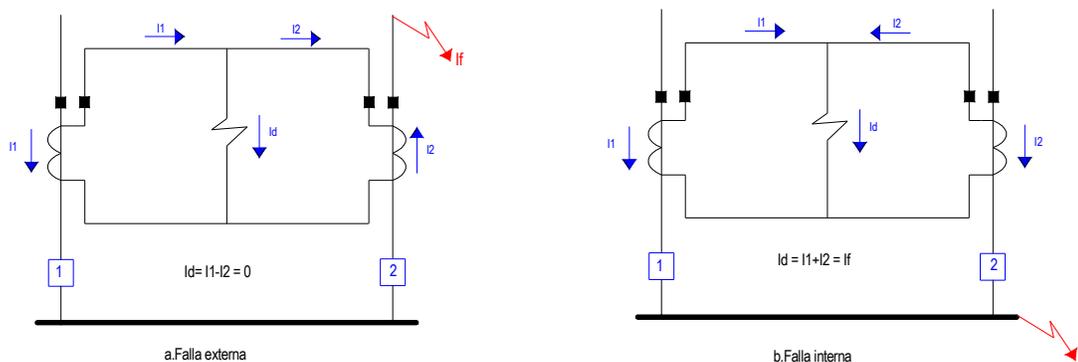


Fig.12: Sistema de protección diferencial básico

#### 4. Saturación de los transformadores de corriente

El tema de saturación de los transformadores de corriente es bastante extenso de analizar por lo que nos ocuparemos en forma sucinta al respecto. La saturación de los transformadores de corriente ocurre cuando el flujo requerido para producir la corriente secundaria excede la densidad de flujo del núcleo que está limitado por las dimensiones físicas de los transformadores de corriente. La saturación de un transformador de corriente depende de los siguientes factores:

- La relación de los TC
- Area de la sección del núcleo
- Carga conectada al secundario del transformador
- Magnitud de la carga
- Presencia y magnitud de flujo remanente
- magnitud y dirección de la componente continua en la corriente
- Densidad del flujo de saturación del núcleo de acero

En la Fig. 13, se muestra un caso típico de saturación de un TC para una corriente afectada por la componente continua de constante de tiempo de 30 ms. El tiempo para la saturación (punto donde la corriente secundaria comienza a distorsionarse), depende de los factores antes indicados.

El aspecto importante que debe notarse es que la corriente secundaria puede ser un poco distorsionada respecto a la corriente primaria. En este ejemplo, la corriente es un poco distorsionada por al menos cinco ciclos. Si las condiciones de la falla son más severas, es posible que la distorsión puede ser mayor que la mostrada en el ejemplo, y la saturación puede iniciarse mas pronto en un tiempo menor. Eventualmente el TC puede salir de la saturación y la forma de onda de la corriente secundaria ser igual al de la corriente primaria. El tiempo de duración de la saturación también depende de los factores antes indicados.

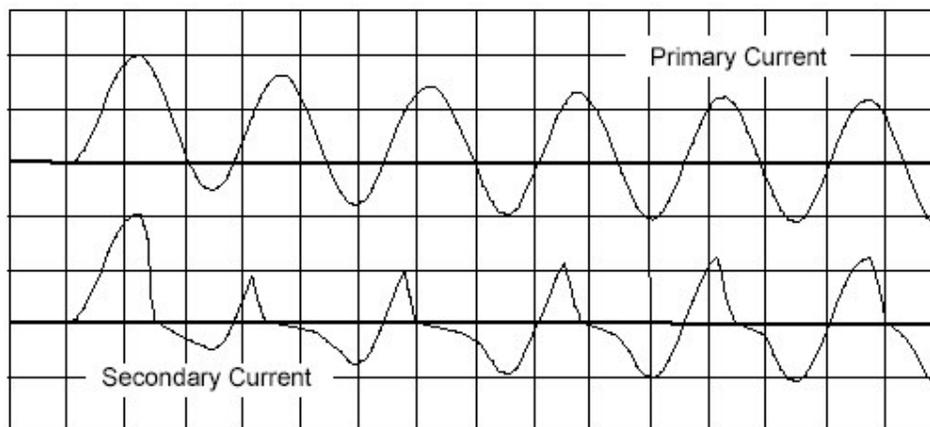


Fig. 13: Efecto de la saturación en un TC

Es justamente la distorsión de la corriente secundaria por efecto de la saturación la que puede causar problemas en la operación de las protecciones diferenciales de barras y en menor grado en otro tipo de protecciones.

En la Fig. 14 se muestra el circuito simplificado de un transformador de corriente.

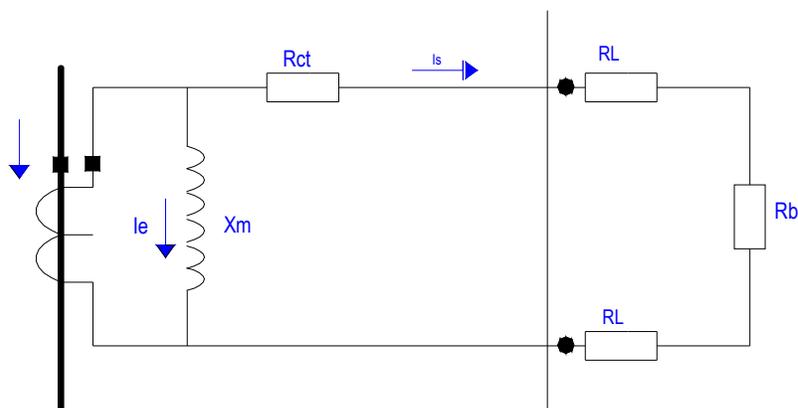


Fig. 14: Circuito simplificado de un TC con la carga conectada

Este circuito es típicamente representativo de un transformador de corriente tipo bushing que tiene los devanados totalmente distribuidos en un núcleo tipo toroidal. En una primera aproximación se puede despreciar la reactancia, por lo que como muestra la Fig. 14, el circuito se representa solamente con componentes resistivos. Cuando el CT se satura, la impedancia de magnetización tiende a anularse por lo que la corriente secundaria que circula por la carga también tiende a anularse. El efecto de este comportamiento de la corriente en los relés dependerá del tipo de relé que se este usando. Solamente el efecto en la protección diferencial de barras se verá en este capítulo.

## 5. Relé de sobrecorriente

El circuito diferencial que usa un sencillo relé de sobrecorriente se muestra en la Fig. 15, donde se ha supuesto una falla externa a la barra.

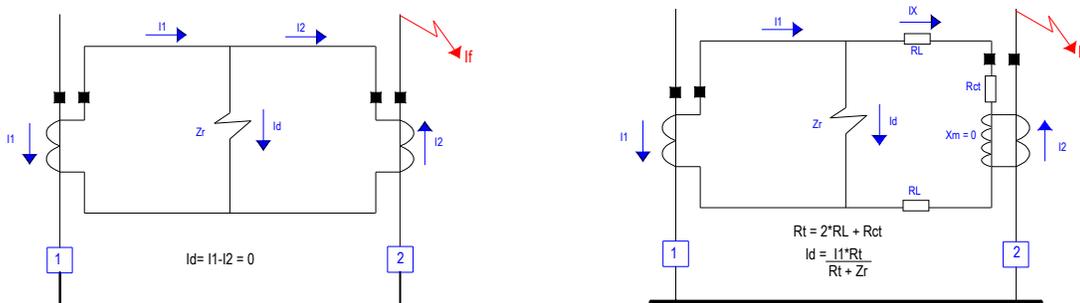


Fig. 15: Circuito diferencial que usa un relé de sobrecorriente simple

Si el transformador de corriente no se satura, la magnitud de la corriente diferencial ( $I_d$ ) será cero y no habrá posibilidad de operación del relé. Si existiera saturación del TC, la corriente diferencial  $I_d$  será diferente de cero y podría operar el relé de sobrecorriente si la corriente diferencial  $I_d$  supera el valor de ajuste del relé. Si asumimos una saturación completa (situación que en la práctica no se produce), la corriente diferencial  $I_d$  se calcula tal como se muestra en la Fig. 15. Ante esta situación que representa el caso extremo de saturación, el relé de sobrecorriente debería ajustarse a un valor de corriente superior al originado por la saturación con la finalidad de evitar su operación para la falla externa. Sin embargo, esta situación podría obligar que el ajuste de corriente sea tal que el relé no pueda detectar las corrientes de las fallas en la barra.

Una forma de superar este problema podría ser temporizando el relé, sin embargo, es difícil determinar exactamente este tiempo que permita prevenir su operación para fallas externas. Aún en el caso que pueda determinarse un tiempo óptimo para prevenir la operación del relé, siempre será un tiempo largo visto desde el punto de vista del sistema de potencia, pudiendo crear problemas de pérdida de estabilidad del mismo.

## 6. Relé diferencial de alta impedancia

En la Fig. 16 se puede apreciar la aplicación de un relé diferencial de alta impedancia. El relé se aplica bajo la asunción que el transformador asociado al alimentador con falla (el cual lleva toda la corriente de falla), se satura completamente. Bajo el estado de saturación, el transformador de corriente se puede representar por un componente resistivo (transformador de corriente toroidal). El relé, que está conectado a los terminales secundarios del transformador de corriente, tiene una impedancia cuyo valor es mucho mayor que la resistencia total que consta de la resistencia del transformador de corriente y el cable que une el transformador de corriente y el relé. La tensión que se produce entre los terminales del relé ( $V_r$ ), será igual a la caída de tensión que es el resultado del producto de la resistencia total del secundario del TC y la corriente de falla que circula por ella. Los cálculos de esta caída de tensión se calculan para cada alimentador con la finalidad de determinar el máximo valor posible asumiendo siempre la saturación completa del transformador de corriente respectivo. En consecuencia, el ajuste de la tensión en el relé se lleva a cabo teniendo en cuenta la tensión máxima encontrada más un adecuado margen.

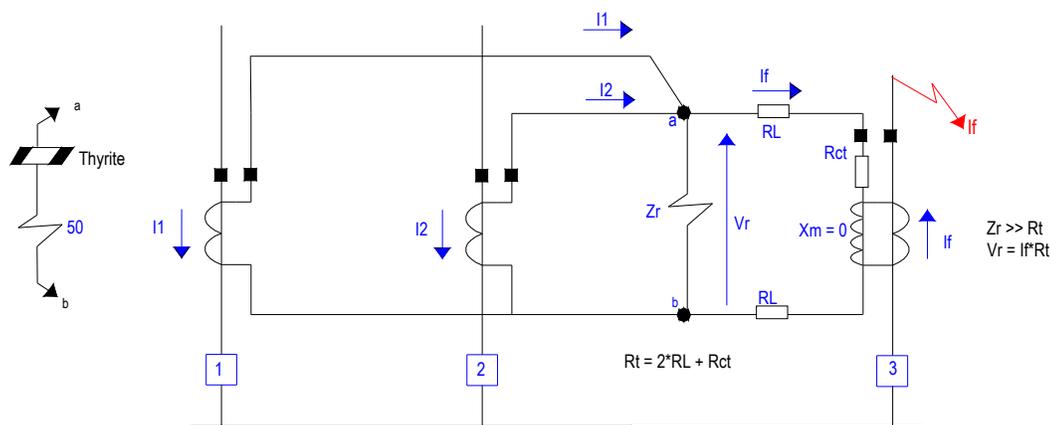


Fig. 16: Relé diferencial de alta impedancia (operación por tensión)

La asunción de que el circuito equivalente del transformador de corriente saturado es puramente resistivo se basa en que el transformador de corriente tiene una construcción tipo toroidal donde los bobinados son completamente distribuidos. Para este tipo de transformadores, la reactancia de dispersión es despreciable y por ende las asunciones hechas son válidas. Los relés también pueden ser alimentados por otro tipo de transformadores de corriente que no sean toroidales, pero debe conocerse la reactancia de dispersión para determinar los ajustes del relé diferencial. Si la reactancia de dispersión es muy grande, no será posible usar el relé diferencial de alta impedancia debido a que los ajustes pueden ser demasiado grandes.

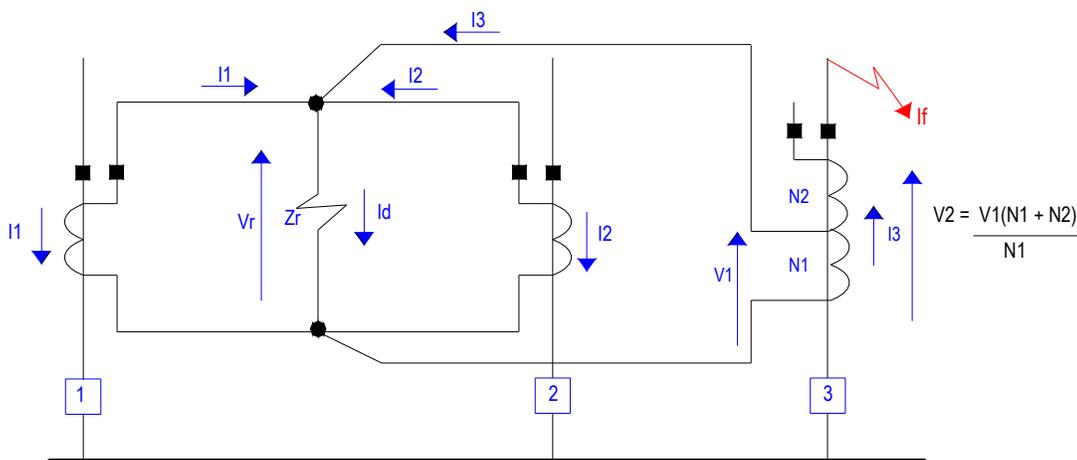


Fig. 17: Selección de la relación de transformación en transformadores de corriente multirelación.

Para fallas internas, se desarrollarán magnitudes de tensión extremadamente grandes en los terminales del relé debido a la alta impedancia. Esta situación puede causar daños a los transformadores de corriente y/o relés si no se toman precauciones para limitar la magnitud de la tensión. El circuito basado en el componente Thyrite que se muestra en la Fig. 16, es una de las técnicas que se usa para limitar la tensión. El thyrite, que tiene la característica de presentar una resistencia inversa cuando se incrementa la tensión, se conecta entre los bornes del relé. La selección adecuada del thyrite, permitirá establecer un nivel de tensión razonable. Para fallas de grandes magnitudes de corriente, el thyrite transmitirá una gran corriente, por lo que se conecta un relé de sobrecorriente con el thyrite para permitir una protección adicional. El relé de sobrecorriente se ajusta para prevenir la operación ante la presencia de altas tensiones en el thyrite en fallas externas.

La aplicación del relé diferencial de alta impedancia se basa en que todos los transformadores de corriente tengan la misma relación de transformación. En algunas instalaciones puede haber transformadores de corriente de diferente relación de transformación, pero con taps que puedan adecuarse a la relación requerida. Esto podría llevar a problemas de aplicación debido a la magnitud de la tensión tal como se muestra en la Fig. 17. Dependiendo en la disparidad de las relaciones de transformación, la aplicación mostrada en la Fig. 17 puede ser aceptable siempre que la tensión desarrollada en los terminales del arrollamiento completo del transformador de corriente multirelación no exceda los valores nominales del transformador, bloques terminales, etc. Es posible usar transformadores auxiliares para corregir las relaciones de transformación de los transformadores de corriente principales pero el transformador debe ser capaz de desarrollar la tensión necesaria para la operación del relé en caso de fallas internas.

Generalmente no es aconsejable conectar otras protecciones en el mismo circuito secundario de los transformadores de corriente donde están conectados las protecciones diferenciales de alta impedancia debido a que la carga adicional puede incrementar la tendencia a la saturación del transformador de corriente o puede resultar en un ajuste que caiga fuera del rango permitido por la protección diferencial.

Una de las ventajas de utilizar protecciones diferenciales de alta impedancia es que todo el cableado de combinación de los transformadores de corriente que alimentan a la protección diferencial se pueden hacer en el patio, simplificando de esta manera el cableado de patio a la sala de control donde se encuentra la protección diferencial y por otro lado permite que los ajustes del relé sean más sensibles.

## **7. Acopladores de línea**

Los acopladores de línea, los cuales no tienen acero en sus núcleos, se pueden usar para superar el problema de la saturación de los transformadores de corriente. Estos dispositivos tienen una característica lineal que producen tensión en el secundario con una magnitud directamente proporcional a la corriente en el lado primario. Una aplicación típica se muestra en la Fig. 18. Para una falla externa, la suma de las tensiones será muy cercana a cero.

Por otro lado, todas las tensiones son aditivas para una falla interna, originando de esta manera una tensión suficiente para la operación del relé.

Estos dispositivos proporcionan una solución relativamente simple para la protección de barras, algunas aplicaciones aún existen, pero en los últimos años los acopladores lineales no son aceptados debido a su característica especial y limitada aplicación.

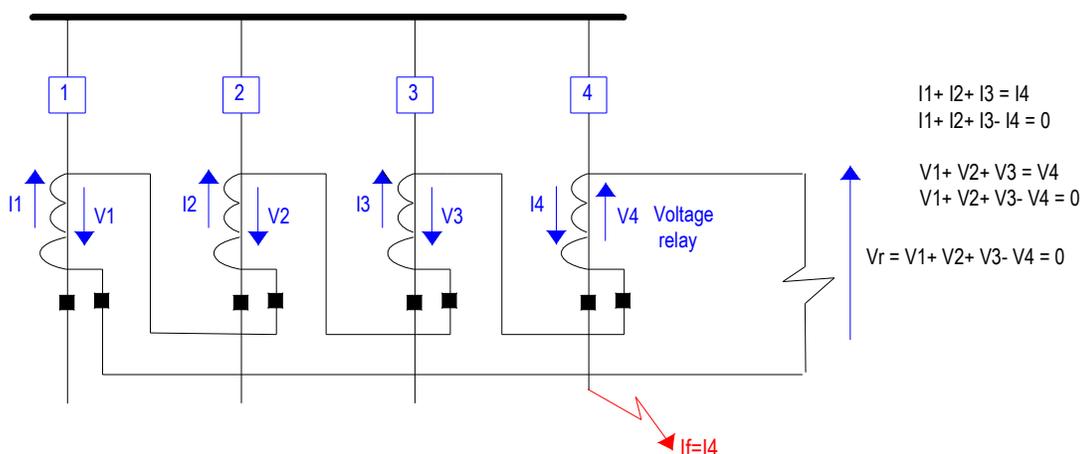


Fig. 18: Acopladores lineales

### 8. Relé diferencial de restricción porcentual

Un relé diferencial de restricción porcentual toma en cuenta el hecho de que puede haber errores de corriente en el circuito diferencial. En la Fig. 19 se muestra un relé diferencial de restricción simple, en la misma figura se define también un método de obtener la corriente de restricción. El relé actuará cuando la corriente diferencial ( $I_d$ ) es mayor que un porcentaje del total de la corriente de restricción. La magnitud del porcentaje generalmente es ajustable. La característica de operación del relé es tal que en condiciones sin fallas la corriente de restricción siempre es mayor y la corriente diferencial es casi nula. Para la operación del relé se requiere que la corriente diferencial se incremente de manera que se cumpla la característica de operación mostrada en la Fig. 19. La pendiente de la característica de operación depende del ajuste del porcentaje de restricción.

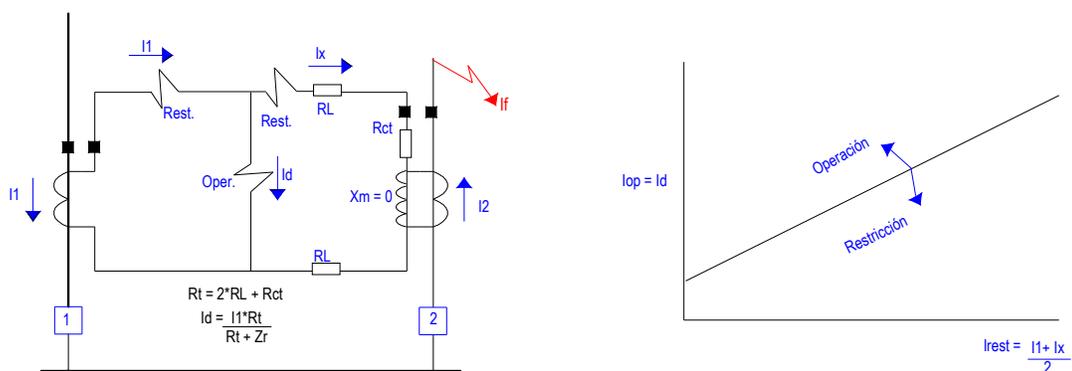


Fig. 19: Relé diferencial de restricción porcentual

En las instalaciones donde las relaciones de transformación de los transformadores de corriente no son iguales, se pueden utilizar transformadores de corriente auxiliares para adecuar la correcta relación necesaria para la protección diferencial. Por otro lado, se requiere una resistencia de estabilización tal como se muestra en la Fig. 10. La selección de esta resistencia depende de:

- La sensibilidad del relé
- El ajuste deseado de la pendiente

- La resistencia medida más grande en el lado secundario de los transformadores de corriente.

En otras palabras, la resistencia de estabilización se selecciona de manera que la corriente de operación no exceda el valor ajusta aún en el caso eventual de una completa saturación del transformador de corriente que tenga el mayor valor de resistencia secundaria (situación más desfavorable debido a que una resistencia mayor fuerza el flujo de mayor corriente por el circuito de operación, ver Fig. 15).

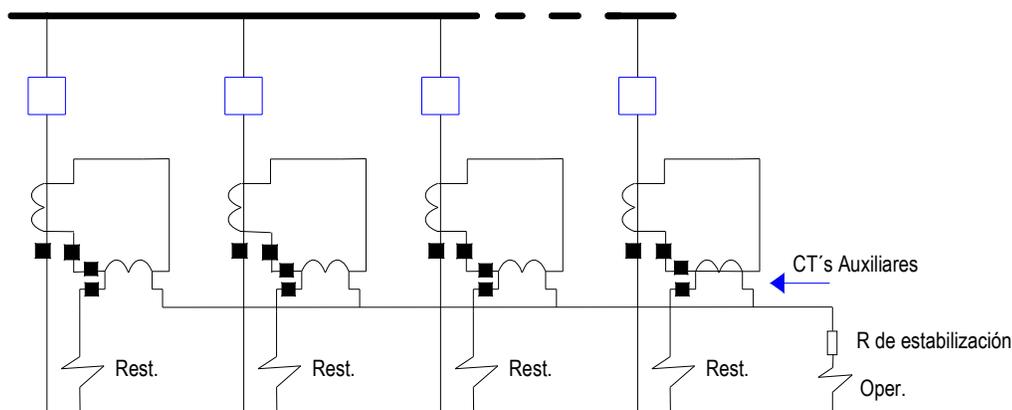


Fig. 20: Relé diferencial de restricción porcentual con transformadores auxiliares

Este tipo de relé requiere que todos los transformadores de corriente sean cableados hasta la sala de control para conectarse al relé. En el secundario de los transformadores de corriente principales se pueden conectar otros relés con poca carga, en la selección se debe tomar en cuenta esta característica para una buena selección de la resistencia de estabilización.

## 9. Relé diferencial de baja impedancia

Se indicó anteriormente que el uso de la protección diferencial de baja impedancia en la protección de barras requiere ajustes altos o una adecuada temporización para evitar su operación ante la presencia de la saturación del transformador de corriente. Es posible usar la protección diferencial de baja impedancia si se toman las precauciones para obviar la saturación de los transformadores de corriente. Por ejemplo consideremos la situación mostrada en el circuito de la Fig. 21-

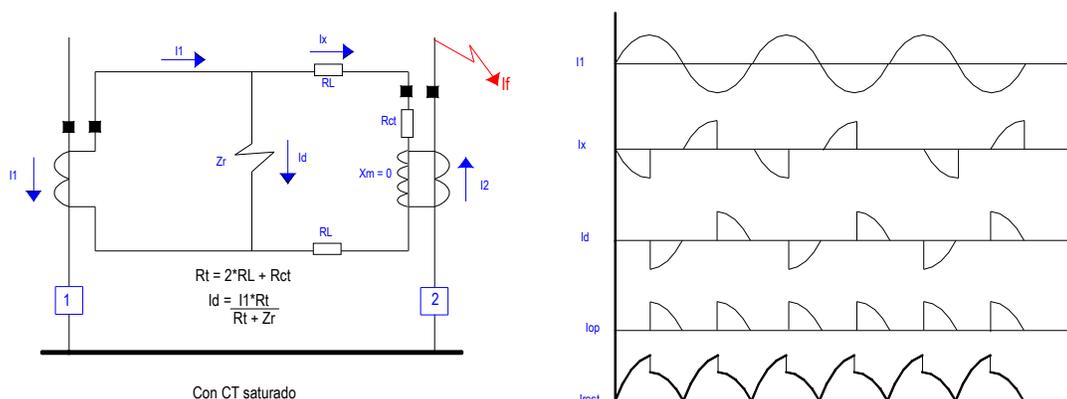


Fig. 21: Las corrientes durante la saturación

En la Fig. anterior las corrientes se muestran en forma muy simple con propósitos de demostración solamente. Se asume que el transformador de corriente ubicado en la línea 2 se satura completamente cada medio ciclo dando como resultado la corriente  $I_x$ . Como resultado del colapso del transformador de corriente en la línea 2, se producirá la circulación de la corriente diferencial  $I_d$ . La corriente de operación  $I_{op}$ , es el valor absoluto de la corriente diferencial  $I_d$  y la corriente de restricción  $I_{rest}$ , es la suma de los valores absolutos de todas las corrientes que ingresan y salen el punto de unión de los circuitos de los transformadores de corriente. El punto clave que debe observarse en la figura es que la corriente de restricción es significativamente considerable durante el período de no-saturación mientras que la corriente de operación en el mismo período es igual o muy cercano a cero. En el circuito del relé mostrado en la Fig. 22 se aprovecha esta ventaja para prevenir la operación durante fallas externas con un significativo grado de saturación, pero permitiendo la operación para fallas internas sin necesidad de temporizarlo. Para fallas con magnitudes de corriente altas, los tiempos de operación del relé puede ser entre 5 a 10 milisegundos. El elemento de corriente diferencial mostrado en la Fig. 12 es en efecto un rele diferencial de porcentaje restringido, es decir, el elemento diferencial actuará cuando la corriente de operación  $I_{op}$  exceda en un porcentaje  $K_r$  a la corriente de restricción  $I_{rest}$ .

El elemento de forma de onda, actuará para bloquear el disparo cuando la corriente de restricción sea mayor al bloque  $K_s$  de la corriente de operación. Como se puede notar de lo indicado anteriormente la corriente de restricción será siempre mayor que la corriente de operación cuando no exista saturación del transformador de corriente por lo que el bloqueo del disparo siempre estará activo. El temporizador mostrado en el elemento de forma de onda tiene un tiempo de caída de 20 ms de manera que el bloqueo del disparo estará presente por este tiempo aún cuando exista presencia de saturación, donde la corriente de operación es mayor que la corriente de restricción. El elemento de forma de onda no puede operar sino después de que los elementos de arranque hayan operado. Los elementos de arrancan operan con la variación de la corriente de restricción y/o una caída de tensión si existe un cableado del circuito de tensión hacia el relé.

Este relé también requiere que todos los circuitos secundarios de los transformadores se cableen hasta la sala de control para la conexión respectiva de la protección.

## **10. Relé diferencial de baja impedancia con tecnología digital**

El relé mostrado en la Fig. 22 puede ser implementado mediante circuitos analógicos o digitales. La implementación con la tecnología digital ha permitido la adaptación de la protección diferencial a configuraciones de barras complejas, situación que no era posible con las protecciones diferenciales de alta impedancia.

Con la tecnología digital es fácil llevar a cabo la réplica dinámica de la configuración de barras, dado que los cambios de corriente se hacen a nivel de software, es decir, mediante asignaciones lógicas a varias zonas de protección manteniendo la corriente física sin ninguna interrupción. Otros beneficios incluye la protección integrada de falla interruptor, comunicación, oscilografía, registro de secuencias de eventos, varios grupos de ajustes y otros que son propias de la tecnología digital.

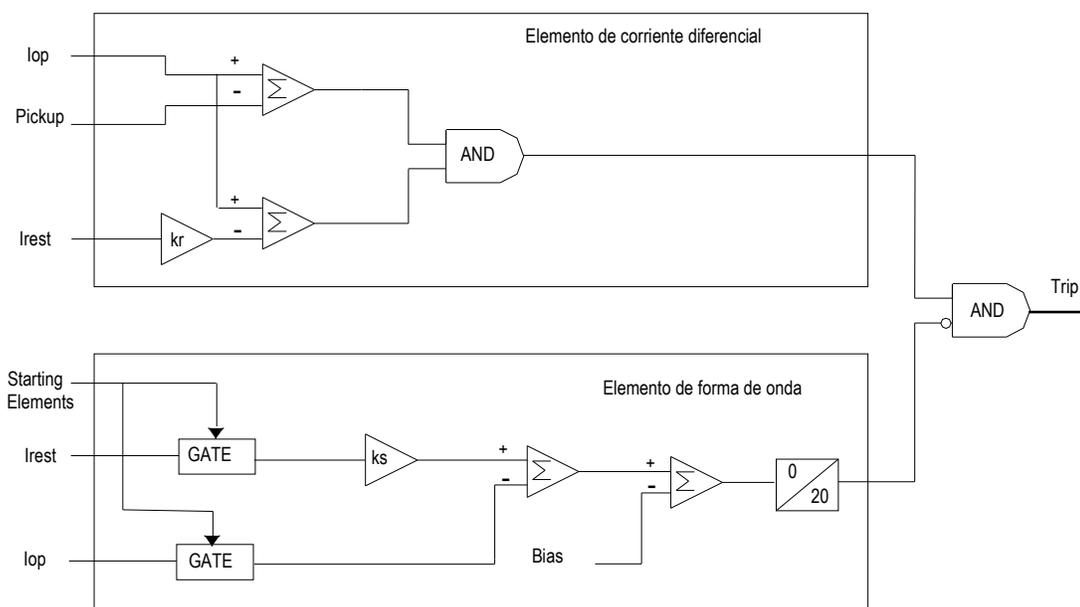


Fig. 22: Protección diferencial de baja impedancia con detección de saturación de los transformadores de corriente

Los esquemas diferenciales con funciones de falla de interruptor, aún no es atractivo para los usuarios acostumbrados al uso de las protecciones de alta impedancia debido principalmente a que los esquemas existentes en el mercado son muy costosos, difíciles de aplicar, si bien son mas baratos que las protecciones diferenciales de alta impedancia, se perciben menos seguros.

Todos los factores antes indicados, están cambiando recientemente. Las protecciones digitales son más rápidas, utilizan mejores algoritmos por seguridad y en los últimos dos años tienen mayor aceptación sobretodo por el uso del microprocesador de fase segregada.

Los mayores retos que las protecciones diferenciales digitales deben enfrentar debido al crecimiento de las redes son:

- Se requiere procesar gran número de señales analógicas (decenas de corrientes). El problema es como concentrar todas las señales dentro de una “caja”.
- Se requiere controlar varias señales lógicas que son parte de las entradas lógicas del relé para verificar las posiciones de los seccionadores e interruptores con la finalidad de representar en la réplica dinámica de la barra (ajuste dinámico de las zonas de protección en una determinada configuración de barras).
- Se requiere gran número de contacto de disparos particularmente en los casos de barras reconfigurables, es decir, cuando cada interruptor debe ser disparado separadamente dependiendo de la configuración de la barra en el momento de la acción de disparo.
- Se requiere varias zonas de protección para cubrir por secciones en el caso de subestaciones con barras extensas.

Los relés diferenciales de baja impedancia de tecnología digital se vienen desarrollando bajo las dos siguientes arquitecturas:

### 10.1 Arquitectura distribuida

Las protecciones de barras utilizan unidades de adquisición de datos (UAD) instalados en cada bahía y como su nombre lo indica sirven principalmente para la adquisición de las señales, efectúan un preproceso de las mismas y proveen contactos de salida para disparo, señales, etc.

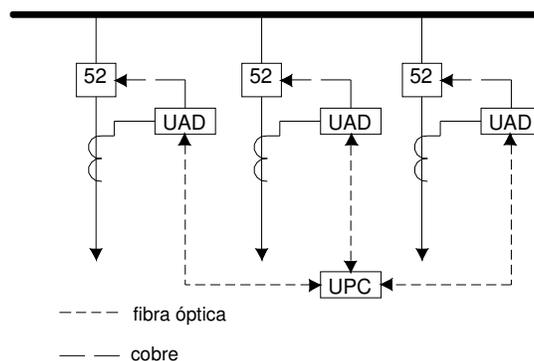


Fig. 23: Protección de barras distribuida

En la Fig. 23 se puede observar que las unidades de adquisición de datos se comunican con los transformadores de corriente convencionales mediante alambrado de cobre y con la unidad de procesamiento central (UPC) mediante fibra óptica. La UPC procesa toda la información proveniente de los UAD las cuales son permanentemente sincronizadas.

Esta arquitectura tiene la ventaja de reducir el alambrado entre los transformadores de corriente y el relé diferencial y es muy adecuado para implementar en instalaciones existentes donde por costos no es posible contar con nuevos transformadores de corriente.

### 10.2 Arquitectura centralizada

La disposición de la protección de barras con esta arquitectura, es prácticamente la misma que las protecciones de barras hasta ahora utilizadas. El alambrado de cobre es desde los transformadores de corriente hasta el relé diferencial. En este caso la unidad de procesamiento central tiene mayor carga de proceso de software, sin embargo, se considera mas segura que la arquitectura distribuida.

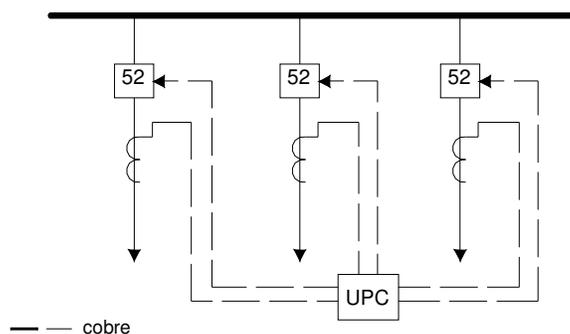


Fig. 24: Protección de barras centralizada

### **10.3 Tecnología de segregación de fases**

En las protecciones diferenciales de barras, se manejan cantidades de señales de entrada y salida las cuales requieren ser procesadas en tiempos de unos milisegundos. La técnica de segregación de fases facilita el procesamiento por separado cada una de las fases, es decir, para analizar el evento en la fase A, no se requiere información de las fases B y C por no estar involucradas en el evento.

Esta técnica tiene básicamente dos ventajas. Primero que se dispone de dispositivos independientes que procesan las señales de alterna de las fases A, B y C en forma separada. No es necesario la transferencia de datos entre cada uno de los dispositivos.

Segundo, no se requiere la sincronización del muestreo de las señales de cada uno de los dispositivos de procesamiento.

Lo mismo ocurre con los contactos de salida, cada dispositivo de fase maneja en forma independiente los contactos de salida, pudiendo generarse disparos monofásicos, si fuera el caso.

### **10.4 Protección de falla de interruptor**

Para las configuraciones de barras complejas, es beneficioso utilizar las protecciones de falla de interruptores integrada a la protección de barras. El sistema de protección de falla de interruptor en todo momento está vigilando la configuración de la barra con la finalidad de iniciar un disparo apropiado de los interruptores colindantes al interruptor con falla. Básicamente, esta información es idéntica a la información que requiere la protección diferencial de barras. La duplicidad de la vigilancia de la configuración de barras, es decir, la efectuada por la protección diferencial y por la protección de falla de interruptor, no es económica debido a la cantidad de señales de entrada/salida que debe procesarse para interrelacionar los esquemas de protección indicados con los contactos auxiliares de los seccionadores e interruptores. Este problema lleva a que la ambas protecciones sean integradas.

Nuevamente, en esta parte la técnica de segregación de fases permite el procesamiento de las señales, válidas para la protección diferencial y protección de falla de interruptor.

#### **Bibliografía**

1. IEEE C37.97-1979 (Reaft 1990) Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses.
2. Protective Relayin, Principles and Applications, J. Lewis Blackburn
3. Bus Differential protection, J.G. Andrichah, Jorge Cardenas, General Electric
4. Modern Cost-Efficient Digital Busbar Protection Solutions, Bogdan Kasztenny, Gustavo Brunello, General Electric
5. Bus Design, Basler Electric

## **CAPITULO X**

### **SUBESTACIONES DE POTENCIA Y DESARROLLO DE SISTEMAS PARA SU AUTOMATIZACION**

#### **1. INTRODUCCION**

En los últimos años en el Perú se han venido produciendo cambios en los mercados eléctricos, pasando de una situación de monopolio, a la de plena competencia entre las empresas de generación de energía eléctrica. Esta situación, está motivando a su vez que las empresas tomen una serie de medidas orientadas a reducir los costos de la producción de energía.

Hoy en día, es más evidente que para lograr el objetivo de tener el mejor costo en la energía, es necesario dotar a la empresa de instalaciones y equipos que permitan gestionarla de modo eficiente y sobre todo que no representen un impacto económico que haga perder de vista el objetivo principal de la empresa.

La optimización en las empresas eléctricas está basada fundamentalmente en el tradicional despacho económico de las distintas centrales eléctricas y en la reducción de las pérdidas en la red eléctrica. Sin embargo, estos conceptos no bastan para asegurar una eficiente gestión de la empresa, pues existen otros componentes que a lo largo de los años han representado un costo aceptado como parte del proceso en una concepción de monopolio. Nos estamos refiriendo a los costos de Administración, Ingeniería, Mantenimiento, Operación y Control del Sistema.

Como es notorio, actualmente las empresas eléctricas están realizando grandes esfuerzos de reingeniería para dedicarse, en lo posible, a la razón de ser de su negocio, cual es, la producción y venta de energía, trasladando los costos de Ingeniería y Mantenimiento a la parte de costos variables mediante la sub-contratación de estas actividades. Muchas de las instalaciones actuales son antiguas y compuestas por una diversidad de elementos que hay que revisar, mantener, probar periódicamente, recoger información, etc., lo que conlleva a que los costos en algunos casos no han disminuido sino mas bien aumentado por la tecnología de las instalaciones.

Por lo tanto, para ayudar a tener un sistema eficiente, es necesario también el tener instalaciones modernas que permitan una reducción de los costos actuales en las distintas etapas del proceso de producción de la energía eléctrica.

Un sistema moderno de gestión de la energía está basado en 4 componentes:

- 1) Protección del sistema
- 2) Supervisión del sistema
- 3) Análisis de los datos del sistema
- 4) Control de los elementos del sistema

Los sistemas de protección, tradicionalmente se han basado en un conjunto de equipos usualmente de tecnología electromecánica. Este tipo de equipos no permite por lo general disponer de la información de su estado, así como tampoco de las magnitudes de los parámetros eléctricos (intensidades, voltajes, frecuencia, etc.), asociados a los defectos que se producen en los sistemas eléctricos.

El análisis del sistema se realiza recolectando periódicamente información de la indicación de los equipos de protección usando para ello recursos humanos.

El control de los elementos del sistema eléctrico por lo general está integrado solamente a niveles de entradas y salidas digitales con los equipos de protección, análisis y supervisión.

El desarrollo tecnológico está ocasionando los cambios recientes de la tecnología electromecánica a la tecnología digital y sin embargo, las funciones de supervisión y análisis se realizan aún usando técnicas manuales. Hoy en día, con las nuevas tecnologías basadas en el uso de microprocesadores, software diseñado para estos fines y relativamente buenas redes de comunicaciones, es posible proporcionar la información a los usuarios en forma inmediata. El beneficio obvio que esto representa es una mayor eficacia y una mayor seguridad en el manejo de los distintos componentes del sistema eléctrico y como consecuencia un beneficio económico al poder reducir los tiempos de reposición del servicio tras una perturbación, optimizar las labores de mantenimiento de la red eléctrica, mejorar el control del consumo de la energía en toda la red y finalmente, mejorar sustancialmente la calidad de servicio así como reducir significativamente el costo de la gestión.

Si observamos gráficamente esta evolución, notaremos el gran cambio en las instalaciones y las reducciones sensibles de espacio físico. Estos cambios han ocasionado una reducción en la complejidad de la ingeniería y menores requerimientos de obra civil con los consiguientes ahorros en los costos.

## **2. IDENTIFICACION DE LOS COMPONENTES DE LA SUBESTACION A SER AUTOMATIZADOS**

Los sistemas de control de subestaciones comenzó en la década del sesenta, pero el reemplazo de los relés electromecánicos por dispositivos de estado sólido se inició en la década del setenta. Aún así, solamente algunas compañías de servicio eléctrico han emprendido proyectos de integración completa de estos dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs - Intelligent Electronic Devices) como son llamados los relés basados en microprocesadores.

Los proyectos de automatización de subestaciones anteriores a la década del noventa, típicamente, involucraban tres áreas funcionales Control Remoto y Adquisición de Datos (SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition), mas despliegue, control y medición de la subestación y, adicionalmente la protección. La siguiente tabla muestra los equipos principales requeridos en las subestaciones para los sistemas de control tradicional.

<b>FUNCIONES</b>	<b>EQUIPOS</b>
SCADA	- Unidades Terminales Remotas (RTUs) - Sistema de comunicaciones
Despliegue, Control y Medición de la Subestación	- Relés de interposición - Relés de múltiples contactos - Relés de temporización - Enclavamientos - Paneles mímicos
Protección	- Relés de sobrecorriente - Relés diferenciales - Relés de distancia - Relés de reenganche - Relés para rechazo de carga, etc.

Antes de emprender con la implantación del automatismo de subestaciones, es de vital importancia identificar qué partes del sistema eléctrico deben ser automatizados dando las prioridades en función a la importancia de la instalación y sobre todo teniendo en cuenta el aspecto económico. A continuación haremos una breve descripción de las partes que generalmente son automatizadas:

## 2.1 Configuración de subestaciones

Una subestación contiene todos los equipos de alta tensión y equipos auxiliares necesarios para asegurar una operación confiable y un suministro seguro de la energía eléctrica.

En nuestro medio por ejemplo la transmisión de la energía eléctrica se hace a 220 y 138 Kv., subtransmisión a 50, 66, 60 y 69 Kv. y distribución primaria a 33, 22.9, 13.8 y 10 Kv. Las configuraciones de las subestaciones de alta tensión son gobernadas por las necesidades de operación y mantenimiento, es por ello que existe una diversidad de configuraciones con ciertas ventajas y desventajas de unas con respecto a las otras.

Las configuraciones más usadas en nuestros sistemas eléctricos son: la **barra simple**, adecuada para instalaciones pequeñas, donde necesariamente la subestación debe salir de servicio para efectuar las labores de mantenimiento. La **barra doble**, muy usada en niveles de 220 y 138 Kv. con la ventaja de realizar el mantenimiento de los equipos sin interrumpir la fuente de alimentación, la subestación puede operar con dos barras separadas y desde el punto de vista de operación es bastante flexible. **Interruptor y medio**, que tiene la gran ventaja que con falla en barras no se produce interrupción del servicio. **Barra en anillo**, donde cada bahía requiere solamente un interruptor y cada uno de los interruptores puede ser aislado para mantenimiento sin la interrupción de la fuente de energía.

Tradicionalmente la configuración de barras de las subestaciones son representadas en los tableros de control y los paneles mímicos desde donde los operadores efectúan las maniobras de control. La lógica de operación de los equipos de maniobras depende de la configuración de la subestación y están construídas usando relés auxiliares instantáneos y temporizados.

En la automatización de las subestaciones, las configuraciones se representan en despliegues de las PC's con indicadores de posición de equipos de maniobra, e indicación de las variables de operación. Dentro de la arquitectura de la automatización de subestaciones, la configuración de la subestación está considerada en el nivel 2 (acápite 4.3).

## 2.2 Sistemas de protección

Con el transcurrir de los años, la importancia de los sistemas de protección de las instalaciones eléctricas ha ido en aumento debido a que desde el punto de vista operativo se ha visto la necesidad de que las instalaciones operen con mayores niveles de carga, seguridad, confiabilidad y sobre todo calidad de servicio.

Actualmente en los sistemas eléctricos, el tipo de protección dominante todavía son los relés electromecánicos seguido por los relés electrónicos analógicos y en menor cuantía los relés digitales. Los relés de protección son los elementos inteligentes en toda instalación eléctrica debido a que una vez puesto en servicio, su operación es totalmente independiente de la decisión de los operadores, de aquí que los conceptos de rapidez,

seguridad y confiabilidad siguen siendo válidos en el diseño y aplicación de los sistemas de protección.

Con la aplicación de la tecnología digital o numérica (tecnología en base de microprocesadores), los relés dejan de ser dispositivos exclusivamente para protección de redes aunque sigue siendo su principal objetivo. Es gracias a los microprocesadores que mediante software se consigue que los relés sean también medidores de potencia activa, potencia reactiva, intensidades, voltajes, etc. en condiciones normales de operación del sistema eléctrico y proveen versatilidad tanto en inteligencia en la operación como en su programación, que permite acceder de forma remota al relé en estudio y a su conjunto de datos.

En resumen, podemos decir que los sistemas de protección digitales cuya implantación en las instalaciones se viene incrementando son la clave de la automatización de las subestaciones.

### **2.3 Sistemas de medición**

En condiciones normales de operación, la supervisión de los sistemas eléctricos se hace mediante indicadores analógicos conectados directamente a los transformadores de medida o a través de transductores. Estos dispositivos actualmente se siguen utilizando inclusive en las nuevas instalaciones y siempre indican una sola variable, es decir, corriente, tensión, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, factor de potencia, etc.

Desde hace varios años, con la tecnología digital, se introdujo el concepto de equipos multifunción que permiten que un solo equipo sirva para medir prácticamente todas las variables indicadas en el párrafo anterior.

Tal como se indicó en el punto 2.2, los relés digitales de protección en condiciones normales de operación de los sistemas eléctricos vienen a ser indicadores multifunción que perfectamente pueden reemplazar a los equipos que son diseñados solamente para tal fin.

### **2.4 Sistemas de control**

Los sistemas de control tradicionales consisten en maniobrar los equipos de la subestación a través de pulsadores instalados en los tableros de control, donde es necesario tener en cuenta ciertas medidas de seguridad previamente establecidas.

En este campo también juegan un papel importante los sistemas de protección digitales porque tienen implementados lógicas de control de los interruptores cuyas posiciones son comunicadas a los relés por medio de entradas digitales programables.

### **2.5 Sistemas de alarmas, señalización y registrador de perturbaciones**

Los sistemas de alarmas y señalización sirven para informar a los operadores sobre la actuación de los componentes de la subestación ante la ocurrencia de algún evento en la red eléctrica. Por espacio y tamaño de los equipos que se utilizan para este fin, la información implementada generalmente está limitada a las indicaciones más importantes de los equipos controlados.

Otro inconveniente con estos equipos es que la fecha y hora de ocurrencia de cualquier evento no se registra en forma automática y en caso de faltar algún material (papel, tinta, etc.), sencillamente la información se pierde.

La tecnología digital ha permitido que el número de puntos a controlar aumenten, la fecha y hora quede registrada, los registros analógicos y lógicos queden almacenados en memoria, permitiendo que los análisis se efectúen en forma rápida y las medidas correctivas se tomen en forma oportuna.

Se han desarrollado equipos registradores digitales que vienen siendo usados en varias instalaciones. Sin embargo, en los sistemas de protección también se ha considerado esta función. Teniendo el registro de la perturbación mediante software proporcionado por el mismo fabricante de los relés, se puede tener información adicional que permita tomar decisiones importantes para el mantenimiento de los equipos, medir la calidad de servicio como son la variación de la frecuencia y tensión y el nivel de armónicos en condiciones normales de operación del sistema eléctrico.

## 2.6 Sistemas de comunicaciones

La onda portadora (PLC- Power Line Carrier) y línea telefónica dedicada son los medios que tradicionalmente se usan en la explotación de los sistemas eléctricos. Sin embargo, la necesidad de transmitir grandes bloques de información a mayores velocidades exige sistemas de comunicación de tecnología superior.

Los dispositivos digitales están diseñados para integrarse en una instalación mediante los sistemas de comunicación tradicionales mediante contactos secos, fibra óptica y puertos seriales RS232 y RS485.

Generalmente en una subestación se tiene equipos de diferentes fabricantes por lo que el protocolo de comunicaciones no es único. Para superar en parte esta dificultad, en la automatización de subestaciones se tienen los módulos de interfaz de red (NIM-Network Interface Module) que sirven para capturar la información de los diferentes equipos a través de comunicación serial si los equipos son digitales o contactos secos si los equipos son electromecánicos.

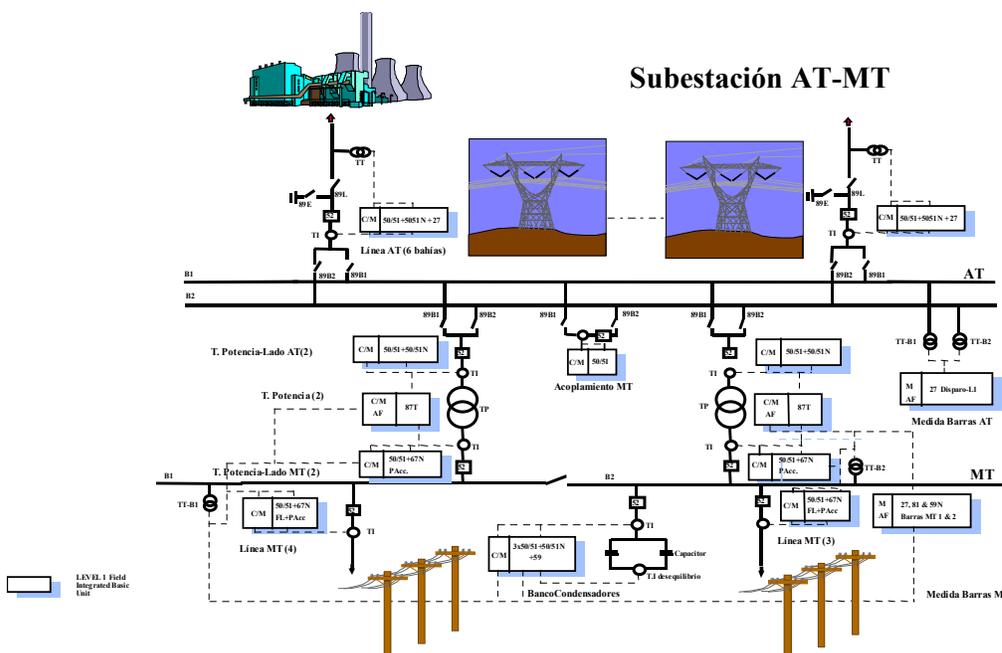


Fig. 1 Subestación típica del nivel de transmisión

### **3. BENEFICIOS DE LA AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES.**

Muchas compañías eléctricas actualmente pueden identificar los beneficios potenciales proporcionados por la automatización de las subestaciones. Generalmente estos beneficios caen dentro de dos campos como son el campo estratégico y el campo tangible.

Los beneficios estratégicos resultan de los programas diseñados para mejorar la percepción de los clientes respecto a la calidad de servicio. Los beneficios tangibles resultan de los programas diseñados para incrementar la habilidad de la compañía para un mejor desempeño, enfrentar las dificultades en forma oportuna y menos costosa.

En resumen podemos decir que los beneficios de la automatización son los siguientes:

- Alta fiabilidad en las funciones al tener autochequeo y capacidad de comunicación.
- Mejora en la operación del Sistema Eléctrico, al optimizarse la supervisión de los equipos.
- El compartir información entre los distintos componentes permite mejorar el comportamiento individual y el del Sistema.
- Posibilidad de realizar una adecuada validación de datos y corrección de errores basada en múltiples fuentes de datos.
- Mayor y mejor información a todos los niveles.
- Posibilidad de realizar la protección y el control adaptativo.
- Mejora en la economía de *hardware*.
- Posibilidad de inmunidad EMI al poder adaptar enlaces de fibra óptica en las comunicaciones.

### **4. INTEGRACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN, CONTROL, ANALISIS Y SUPERVISIÓN EN TODOS LOS NIVELES DE LA SUBESTACION**

El sistema integrado de protección, control, análisis y supervisión desarrollado por los diferentes fabricantes se aplica en Subestaciones Eléctricas de Alta y Media Tensión y sustituye al siguiente equipo convencional:

- Paneles mímicos locales y remotos y equipos relacionados con ellos.
- Reguladores de cambiadores de tomas en los transformadores de potencia.
- Paneles de equipos de sincronización y equipos relacionados.
- Equipos de Protección.
- Transductores y equipos de medida.
- Paneles de alarma.
- Registradores de eventos.
- Unidades remotas de adquisición de datos.

Además estos equipos disponen de la siguiente funcionalidad:

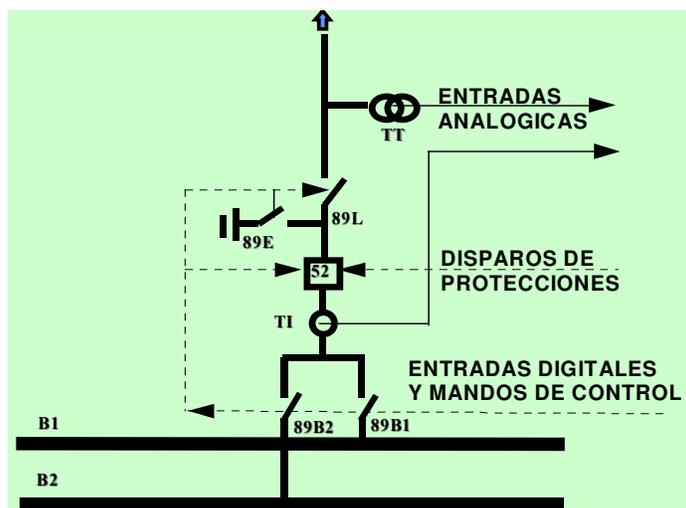
- Realización de maniobras de apertura/cierre de los interruptores y seccionadores de la Subestación.
- Realización de funciones secuenciales de control (interbloqueos de la bahía).
- Realización de funciones de comprobación de sincronismo.
- Rechazo programado de cargas.
- Funciones de protección asociadas a la bahía.
- Realización de ajustes de los equipos de protección, obtención de los valores medidos y evaluación de los datos de eventos y oscilografía generados.

- Reposición eléctrica de relés de disparo y bloqueo.
- Adquisición de estados con los chequeos respectivos de los interruptores y seccionadores de la Subestación.
- Medición cíclica y refresco de la base de datos sin necesidad de transductores, e indicación en el esquema mímico de los voltajes, intensidades, frecuencia y potencia activa y reactiva.
- Configuración y despliegue de los esquemas unifilares de la subestación y posiciones individuales con indicación del estado correspondiente.
- Autochequeo, dando como resultado alarmas del Sistema y del estado del hardware.
- Comunicación y transferencia de datos a niveles superiores.

Generalmente la arquitectura de estos sistemas está basado en la existencia de funciones en cuatro niveles de gestión del Sistema Eléctrico, los cuales describimos a continuación:

#### 4.1 Funciones de nivel 0

Estas son las llamadas funciones básicas que se realizan en una subestación y están estrechamente relacionadas con los niveles de alta tensión y son como a continuación se describe:



**Fig. 2 Equipos componentes del nivel 0**

- Corte de las intensidades de carga o de cortocircuito: **interruptores**.
- Aislamiento de líneas o secciones de las barras realizados sin carga: **seccionadores**.
- Distribución de las cargas en circuitos: **configuración de barras**.
- Elevadores o reductores de voltaje para transporte de energía: **transformadores de potencia**.
- Reductores de intensidad para medida: **transformadores de corriente**.
- Reductores de voltaje para medida: **transformadores de tensión**.
- Mantenimiento de alimentación a los equipos del nivel 1 en caso de pérdida de suministro desde los equipos del nivel 0: **equipos auxiliares**.

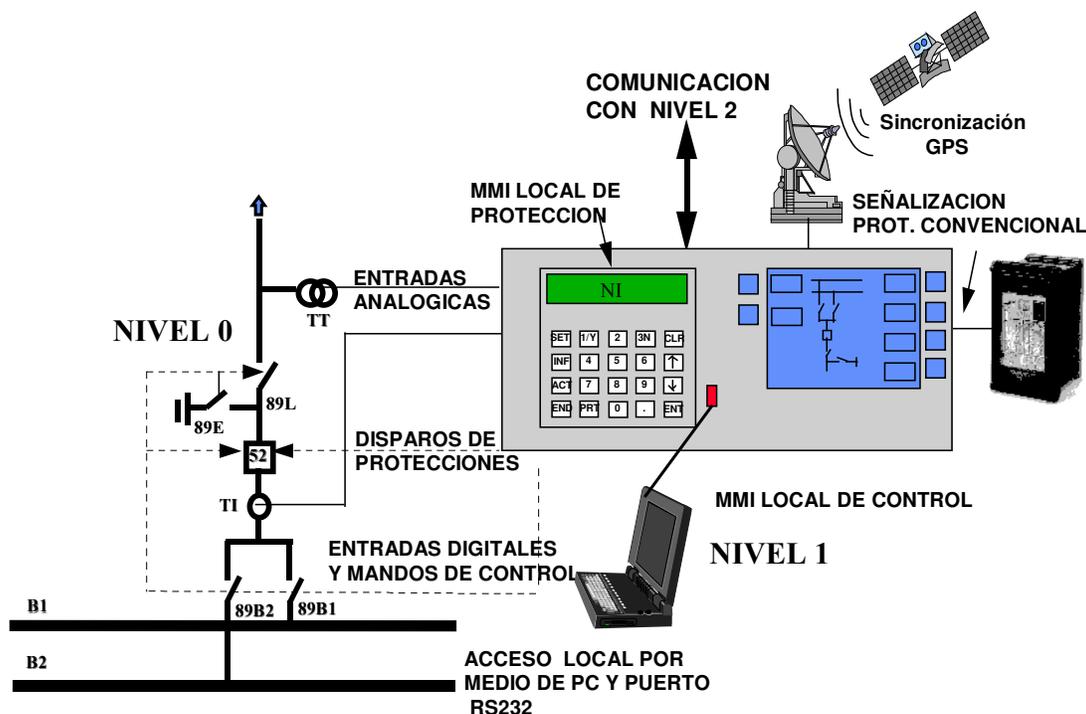
#### 4.2 Funciones de nivel 1

Las realizan los también llamados componentes secundarios; lo forman:

- Los equipos de control y supervisión asociados directamente a los componentes primarios (módulos de interfaz de red NIM).
- Los equipos de protección asociados directamente a los componentes primarios.
- Los equipos de comunicaciones asociados a los componentes del nivel 1.

Las funciones básicas del nivel 1 pueden resumirse como sigue:

- Protección.
- Interbloqueos al nivel de bahía.
- Recolección y pre-proceso inmediato de datos.
- Conversión en mensajes de los datos que necesitan ser enviados al control central (nivel 2).
- Acción directa sobre los equipos del nivel 0.



**Fig. 3 Nivel 1 del Sistema NIM**

#### 4.3 Funciones de nivel 2

## CONFIGURACION BASICA DEL NIVEL 2



**Fig. 4 Arquitectura básica en el nivel 2**

Se usan para el proceso posterior, distribución e intercambio de los datos almacenados cíclicamente por los componentes del sistema (nivel 1).

Las funciones de este nivel residen en el *hardware* que también podríamos llamar **control central de la subestación**. El *hardware* está formado básicamente por:

- El concentrador y controlador de las comunicaciones.
- Ordenador central para adquisición y proceso de la información recogida del nivel 1 y control de la subestación.

Las funciones principales que componen el nivel 2 se han clasificado en cuatro grupos de acuerdo con los procesos que normalmente es necesario realizar:

### **a) Procesos de protección y análisis:**

Las funciones que se utilizan para los procesos de protección son las siguientes:

- Gestión del sistema
- Protecciones adaptativas.
- Supervisión del sistema.
- Tratamiento de Alarmas.
- Registro de eventos.
- Registros de oscilografía.
- Registros históricos de demanda de carga.

### **b) Procesos de control y supervisión:**

Son los relacionados directamente con las actividades normales de control de la subestación y podemos clasificarlos como:

- Operación manual (medida y mandos).
- Macro-comandos, o comandos compuestos por otros simples a realizar secuencialmente.
- Automatismos.
- Alarmas.
- Registro de eventos (los utilizados en la protección).
- Registros históricos (los utilizados en la protección).

**c) Procesos de mantenimiento:**

Estos procesos gestionan la información del sistema que va a ser empleada en el mantenimiento del propio sistema (niveles 1 y 2) o de los componentes del nivel 0. Estos procesos pueden clasificarse del modo siguiente:

- Gestión de revisiones del sistema.
- Supervisión de equipos.
- Estadísticas de actuaciones de los equipos de los niveles 0 y 1.
- Informes de operación de la subestación.

**d) Procesos de gestión del sistema:**

Estos son procesos de aplicación general a todo el sistema y podemos decir que son:

- Configuración del sistema.
- Parametrización.
- Accesos y clasificación de los mismos.

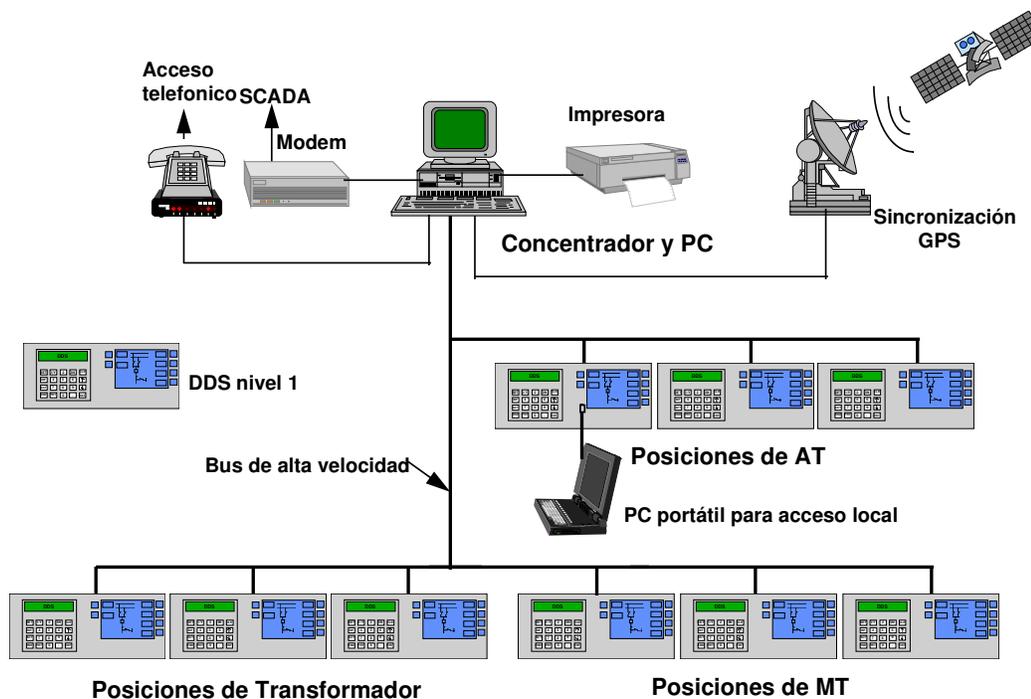
Esta clasificación de los procesos se aplica tanto a la gestión de la base de datos como a la interfaz hombre-máquina.

- Base de datos del sistema:

La base de datos debe tener toda la flexibilidad que permita un rápido acceso a la información, así como las actualizaciones que se necesitan permanentemente realizar de acuerdo a las nuevas implementaciones de equipos y cambios que se realicen en la subestación.

- Interfaz hombre-máquina

La interfaz hombre-máquina debe ser de manejo muy simple, de modo que los operadores con poco entrenamiento, puedan acceder a la información básica necesaria para los fines de operación. Asimismo deben prestar ayuda al personal de mantenimiento en problemas de diagnóstico y reparación, proporcionando información en situaciones normales de emergencia.



**Fig. 5 Arquitectura típica del Sistema NIM**

#### 4.4 Funciones de nivel 3

Este nivel lo conforman fundamentalmente los equipos de telecontrol y las comunicaciones asociadas que permiten el desempeño de las siguientes áreas:

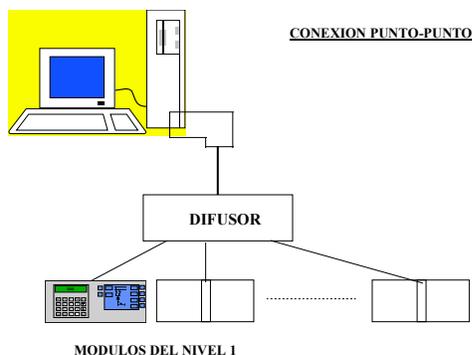
- **Ingeniería de protecciones;** encargada de todas las actividades de análisis, cálculo de ajuste de protecciones, evaluación de estadísticas y todas las actividades asociadas.
- **Ingeniería de gestión de mantenimiento;** encargada de la gestión de los procesos y coordinación del mantenimiento.
- **Centro de control;** encargado de las actividades de operación y control (para esta área, el nivel 2 tiene funciones similares a las conocidas RTU).
- **Ingeniería de planificación;** encargada del planeamiento de la red, básicamente hace uso de las estadísticas y previsiones de carga elaboradas por las áreas de protección y control.

#### 4.5 Comunicaciones

Los equipos del nivel 1 se integran por medio de un Sistema de comunicaciones con el nivel superior o nivel 2.

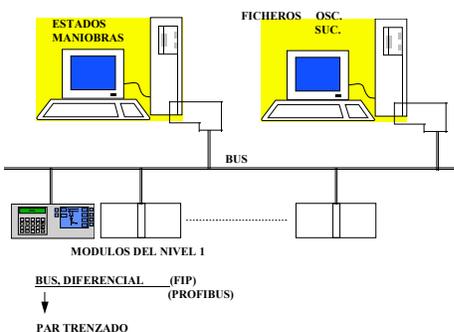
El medio físico de los módulos NIM se presenta en dos opciones:

- Comunicación punto a punto RS232 ó RS485 o fibra óptica de plástico o cristal.



**Fig. 6 Arquitectura en conexión punto-punto**

- Comunicación en RS-485 con par trenzado.



**Fig. 7 Arquitectura en conexión en bus**

## 5. IMPACTO DE LA AUTOMATIZACION EN LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

### 5.1 Impacto en la operación diaria

Los sistemas de automatización cuentan con la interfaz hombre-máquina (HMI-Human Machine Interface), con la cual el operador de la subestación podrá supervisar y controlar gran cantidad de variables adicionales. Se tendrán funciones que anteriormente sólo se consideraban en la estación maestra del centro de control: manejo de alarmas y registro de eventos, registros históricos de variables de interés, gráficos de tendencias, impresión de todas estas funciones e impresión de reportes especiales en forma automática o por solicitud, etc. Todas estas funciones pueden aplicarse a todas las variables de la subestación, muchas de las cuales no son de interés para el operador del sistema de un centro de control, pero sí muy importantes para los grupos involucrados en la subestación, (estado de equipos, mantenimiento, servicios de la subestación, etc.) y que, por tanto, serán filtradas para que su manejo quede circunscrito al nivel que realmente corresponden y se utilicen ventajosamente.

El enlace a los dispositivos electrónicos inteligentes (IED), como son los relés de protección y equipos de multimedición, ha abierto las puertas a equipos que suministran gran cantidad de información referente a las fallas y al monitoreo de un sinnúmero de variables, medidas o calculadas con registros históricos.

Aunque el operador de la subestación se verá liberado de algunas tareas rutinarias como el registro manual de variables cada determinado tiempo, deberá adaptarse al nuevo ambiente de cómputo, a partir del cual podrá efectuar acciones desde la consola del sistema, que normalmente efectúa en el tablero de la subestación. La bitácora o registro de turno también podrá llevarse dentro del registro informático de la subestación y ayudará en el análisis de las fallas, conjuntamente con el registro en tiempo real de alarmas y eventos de resolución del orden de 1 milisegundo y con los registros de fallas provenientes de los IDE.

El automatismo ayudará en la operación de la subestación en ocasiones en las que los equipos tienen que operar en condiciones de mayor esfuerzo térmico y/o eléctrico. Tal es el caso, por ejemplo de transformadores sobrecargados por una gran demanda de energía. En este tipo de situaciones, en las cuales el personal de la subestación está sometido a la tensión emocional que produce la operación cerca de los límites, se espera que el automatismo sea una herramienta de utilidad, tanto para el monitoreo de las condiciones críticas como para llevar los registros de tiempo de equipos sometidos a condiciones anormales.

### **5.2 Impacto en el área de control**

El personal del área de control de las compañías eléctricas, debe estar al tanto de los avances en nuevas tecnologías tanto de software como de hardware.

Dichos avances, en el primer caso, incluyen sistemas abiertos, software en tiempo real, sistemas operativos comerciales (UNIX, Windows NT o VMS), paquetes de control, nuevas formas de configuración y mantenimiento de los sistemas, etc.

Por el lado de hardware comprenden la utilización de redes de cómputo de subestación (LAN) y redes amplias (WAN), nuevos módulos de adquisición de datos y control y unidades de procesamiento, sincronización vía satélite, etc.

También es necesario promover una política de integración hacia los departamentos de protecciones, subestaciones y líneas, medición, comunicaciones y operadores de la subestación para que cada uno obtenga las mayores ventajas del sistema.

### **5.3 Impacto en el área de protección y medición**

La integración de los relés de protección al automatismo permitirá que los reportes de fallas procedentes del equipo de protección estén disponibles tanto en forma local, en una consola del sistema, como en forma remota.

La sincronización satelital permitirá efectuar correlaciones de fallas y eventos con resolución a un milisegundo que afecten a más de una subestación.

Queda abierta la posibilidad de efectuar ajustes en las protecciones en forma remota, si algún día lo requiere el ingeniero de protecciones.

La integración de multimedidores permite el acceso a los mismos en forma remota.

La incorporación al sistema de automatización de los usuarios de protección, medición, control, comunicaciones y subestaciones (nivel 3) propiciará que trabajen de manera más integrada desde las etapas de planeamiento, instalación, prueba, operación, expansión o ampliación de equipo.

### **5.4 Impacto en el mantenimiento de equipos primarios**

La implantación de monitoreo en línea del comportamiento de equipos primarios permitirá el establecimiento de técnicas denominadas "bajo condición" o "por requerimiento" de atención del mismo equipo, por medio de los cuales se detecta el desarrollo de fallas incipientes, evitando las revisiones periódicas, que muchas veces resultan innecesarias, y fallas adicionales en el peor de los casos.

Dentro de este campo se trabaja en el monitoreo de transformadores e interruptores.

El ingeniero de subestaciones y líneas podrá auxiliarse de la información proporcionada por el sistema: registros históricos y gráficos de tendencias en tiempo real e históricas de variables involucradas, detección de límites de variables de zonas de precaución o condiciones críticas.

Desde el punto de vista de registro y control de mantenimiento, ya sea preventivo o predictivo, el automatismo puede contener las bases de datos de mantenimiento e inventario de la subestación para consulta local o remota.

## 6. CONCLUSIONES

- Es un hecho que con los sistemas de automatización de subestaciones se pueden ejecutar funciones que anteriormente no se podían efectuar de manera automática en la subestación y que pondrá información valiosa de la misma a disposición de usuarios actuales y futuros de operación, control, protecciones, medición y mantenimiento de equipos primarios.
- Los equipos electrónicos inteligentes (IED) son la clave para la automatización de subestaciones. Claro está que la subestación de potencia siempre está sujeta a innovación y mejora, además de ser un campo de interés donde continuarán apareciendo nuevos dispositivos y técnicas para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio y para alargar la vida útil del costoso equipo primario.
- Actualmente todavía existen dificultades de compatibilidad de los diferentes protocolos de comunicación, situación que de ser superada en los próximos años, permitirá la implantación de sistemas de automatización de subestaciones mucho más simples y de menor costo.

## 7. REFERENCIAS

- **Ryan Bird, P.E.** , Black & Veatch: "Justifying Substation Automation"
- **Apostolov, Alexander**, Tasnet, INC: "Substation Integration of Multiple Substations"
- **Cárdenas M., Jorge**, General Electric-Power Management: "Sistemas de automatización adaptados para las nuevas realidades del Mercado Eléctrico"
- **Attas John and Berger Pierre**, GEC Alsthom Canada: "Architecture for Integration of Protection and Control"

## **CAPÍTULO XI**

### **PRUEBAS DE RELES DE PROTECCIÓN**

#### **1. INTRODUCCIÓN**

Los relés de protección se pueden someter a distintos tipos de pruebas o ensayos de diversa complejidad y resultados, pero lo realmente importante es que todos estos ensayos formen parte integrante de los objetivos que se pretenden alcanzar. La pregunta básica que suele surgir es: ¿operará el relé correctamente cuando se produzca una falla?. En caso de no tener seguridad de su correcto funcionamiento, la solución a adoptar es la realización de ensayos sobre dicho relé, que se justifican por la importancia y las serias consecuencias que puede tener que un relé no opere u opere incorrectamente.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que en estos ensayos pueden provocar mas perjuicios que beneficios. Los estudios realizados en varios países muestran que las principales causas de funcionamiento incorrecto de estos dispositivos son debidas a descuidos en la manipulación de los equipos durante los ensayos, por esta razón, diversas compañías que anteriormente realizaban ensayos de mantenimiento cada seis meses o un año, están alargando el periodo entre ensayos a un año y medio o más.

La idea principal de los ensayos realizados a los relés de protección se basa en aplicar al relé las mismas tensiones e intensidades, con sus respectivos ángulos de fase, que serian aplicadas durante condiciones normales de operación. Estas condiciones no solo incluyen situaciones de falla dentro de la zona de operación del relé, sino también aquellas situaciones de fallas producidas fuera de su zona de operación.

La precisión de las magnitudes suministradas al relé determina directamente la precisión de los resultados obtenidos en los ensayos realizados. Parámetros tales como la distorsión de las ondas de tensión e intensidad provocadas por los equipos de ensayo, la exactitud de magnitudes, calibración de los instrumentos, etc.; afectarán a los resultados obtenidos en las pruebas realizadas y habrá que considerarlos cuando se analicen dichos resultados.

Los ensayos a realizar sobre estos dispositivos pueden ser:

- a) Ensayos de aceptación: estos ensayos normalmente los realiza el fabricante en el laboratorio, existiendo dos posibilidades:
  - Ensayo de nuevos productos en los que es interesante realizar una amplia gama de ensayos sobre un prototipo.
  - Ensayo de un producto ya comercial en donde el fabricante debe ensayar, una a una, cada unidad vendida para asegurar que el producto cumple las especificaciones dadas por dicho fabricante.
- b) Ensayos de recepción e instalación a la recepción del relé hay que hacer unas pruebas básicas para asegurar que dicho relé no ha sufrido en el transporte . una vez ubicados en la instalación, se realizan los ensayos de instalación para comprobar su funcionamiento; estos ensayos no se repiten a menos que se haya producido una operación incorrecta.

- c) Ensayo de mantenimiento: las estadísticas muestran que el funcionamiento correcto de los sistemas de protección se encuentra en torno al 95% o superior. El despeje de una falla sobre el sistema se considera correcto solo si el número de interruptores abierto es el mínimo necesario. El funcionamiento incorrecto se debe principalmente a causas como: relés en malas condiciones, defectos en los arrollamientos secundarios, conexiones incorrectas, ajustes incorrectos, ambientes contaminantes, elevadas temperaturas, etc.

Puesto que estos dispositivos pueden estar sin operar largos periodos de tiempo es necesario hacer unos ensayos periódicos de mantenimiento para asegurar una actuación correcta cuando ello sea necesario. Estos ensayos de mantenimiento pueden ser de dos tipos:

- Ensayos de mantenimiento preventivo. Mediante estos ensayos se pretende comprobar que el relé esta funcionalmente en buenas condiciones y que va a ser capaz de responder adecuadamente cuando se produzca una falla.
- Ensayos de mantenimiento correctivo. Estos ensayos se realizan cuando se ha producido una falla y la protección no ha actuado correctamente.

El estudio de la realización de todos estos ensayos, se puede dividir en dos etapas:

- Estudio de los dispositivos de simulación de fallas y herramientas que permiten tratar las magnitudes de tensión e intensidad de falla, tanto para el caso de fallas simuladas como reales, para su posterior aplicación a las protecciones.
- Metodología de realización de los distintos ensayos a partir de las magnitudes eléctricas previamente obtenidas y tratadas.

## **2. HERRAMIENTAS DE OBTENCIÓN DE MAGNITUDES ELECTRICAS PARA LA REALIZACIÓN DE LOS ENSAYOS**

Una vez vistos los aspectos más importantes de los distintos ensayos realizados sobre los sistemas de protección del Sistema Eléctrico de Potencia, el siguiente paso consiste en obtener las magnitudes eléctricas de partida para la realización de los mismos. Estas magnitudes se pueden obtener por simulación o a partir de los datos registrados de fallas reales producidas en el sistema.

### **2.1 MAGNITUDES ELECTRICAS OBTENIDAS A PARTIR DE FALLAS SIMULADAS**

Debido a que los Sistemas de Potencia se explotan cada vez más cerca de sus límites físicos, en la actualidad resulta cada vez mas difícil dejar fuera de servicio instalaciones reales para poder realizar ensayos sobre los relés de protección provocando fallas en dichas instalaciones. Una respuesta a este problema consiste en realizar los ensayos de las protecciones a partir de señales obtenidas por procesos de simulación mediante la computadora, los cuales reproducen el comportamiento y los fenómenos producidos en el Sistema de Potencia.

Las herramientas disponibles para realizar estos procesos de simulación son los simuladores análogos o los simuladores digitales.

#### **2.1.1 Simulador analógico**

Un simulador analógico consiste en un modelo físico del sistema a escala reducida en donde las líneas, transformadores, interruptores, etc.; se representan por inductancias, capacidades y resistencias, que operan a bajas tensiones (10 – 500 V) y bajas intensidades (pocos A). Las ventajas de este tipo de simulador son:

- Proximidad al fenómeno físico real evitando riesgo de inestabilidad numérica.
- Opera en tiempo real, es decir, se provoca la falta en el sistema y el relé responde y dispara el modelo del interruptor para despejar la falta al igual que sucede en una situación de falta real.
- Es muy rápido y flexible. Esto permite hacer gran cantidad de pruebas con distintos parámetros de definición de la falta.

Sin embargo, estos modelos también presentan una serie de inconvenientes.

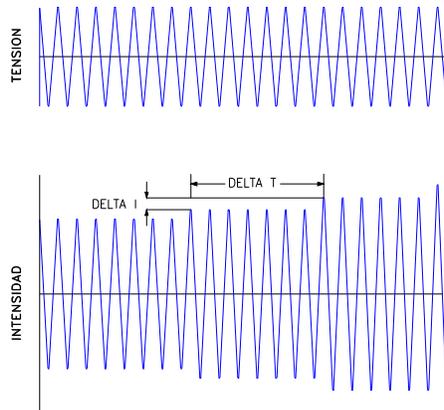
- Está limitado en el número de componentes del Sistema de Potencia a simular.
- Pueden llegar a ser extremadamente caros para el estudio de sistemas complejos, fenómenos no lineales o fenómenos asociados con problemas de acoplamiento entre fases.
- Precisan de un mantenimiento periódico y recalibración.

Debido a la elevada inversión que supone tener un simulador de este tipo, suele ser una opción reservada a los grandes fabricantes. En el Perú no existe simuladores, por lo que es más práctico utilizar la siguiente herramienta:

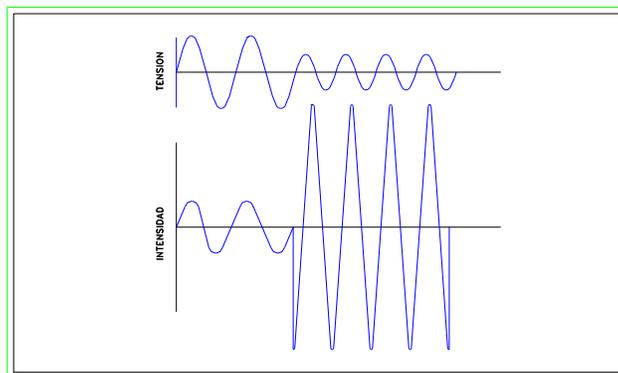
### **2.1.2 Simulador digital**

Esta herramienta se basa en simular los distintos elementos del Sistema de Potencia resolviendo las ecuaciones matemáticas que describen su comportamiento. Así se obtienen de forma digital las ondas de tensión e intensidad que aparecen en el sistema bajo diversas hipótesis de funcionamiento. Para realizar los ensayos sobre los relés, estas ondas obtenidas se transforman mediante convertidores Digital/Analógico y se acondicionan a los niveles de potencia requeridos mediante amplificadores. A partir de esta información en forma digital, los ensayos a realizar pueden ser de distinto carácter:

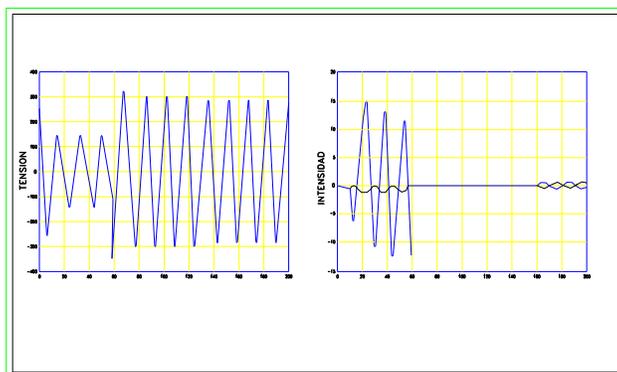
- a.- **Ensayos funcionales o en estado permanente:** son ensayos en los cuales las señales varían lentamente hasta llegar a alcanzar los valores de operación del relé, es decir, la variación de “DELTA I/DELTA t” tiene que ser muy pequeña. Para relés con varias señales de entrada, solo se varía una de las señales cada vez, dejando las demás constantes. Se trata de una situación no real.



- b.- **Ensayos pseudos-transitorios:** se varían las señales de ensayo cambiando instantáneamente del valor de prefalla al valor de falta en régimen estacionario. En este tipo de ensayos se utilizan solamente magnitudes de frecuencia fundamental y no aparece la componente aperiódica de corriente continua. Estos ensayos pueden proporcionar algún resultado erróneo debido a la brusca transición entre los estados de prefalla y falla.



- c.- **Ensayos transitorios:** las señales que se utilizan para realizar los ensayos representan con gran precisión las magnitudes de tensión e intensidad a la que va a estar sometido un relé cuando se produzca una falla real en algún elemento del sistema. Estas señales incluyen magnitudes de prefalla, falta y postfalla e incorporan componentes de frecuencia fundamental, componentes de alta frecuencia y la componente aperiódica de corriente continua.



### 2.1.2.1 Herramientas de simulación digital

Estas herramientas son distintos paquetes software, que se encargan de calcular las magnitudes de tensión e intensidad en situación de falla. Entre ellos cabe destacar el PSS/E y el MSC para ensayos de carácter pseudo-transitorio y el EMTP-ATP para ensayos de carácter transitorio.

**EMTP-ATP (Electromagnetic Transient Program – Alternative Transient Program):** La realización de ensayos transitorios en relés no tuvo una importancia crítica hasta la aparición de los relés digitales, de mayor velocidad de respuesta que sus predecesores electromecánicos. En esta línea de actuación se han utilizado diversos programas informáticos que son capaces de simular el período transitorio que aparece tras producirse cualquier perturbación en la red, siendo el EMTP/ATP el que ha adquirido una mayor aceptación ya que permite reproducir con gran fiabilidad estas situaciones transitorias.

Entre las múltiples aplicaciones de este software se pueden citar: estudios de transitorios electromecánicos y de maniobra, sobretensiones atmosféricas, coordinación de aislamiento, ferro-resonancia, análisis de protecciones, análisis de sistemas de control, etc.; disponiendo de un gran número de elementos para realizar las simulaciones.

Entre las ventajas del EMTP-ATP se pueden destacar:

- Gran precisión en los primeros instantes de la perturbación, ya que permite elegir el incremento de tiempo utilizado para la realización de la simulación y posibilita estudiar el comportamiento del sistema durante los primeros microsegundos; esto permite simular el comportamiento transitorio de los transformadores de medida de intensidad y de tensión.
- Tiene capacidad para modelar gran parte del Sistema de Potencia.
- Permite realizar múltiples variaciones de la topología del circuito de forma más sencilla que con los simuladores analógicos.

Entre sus inconvenientes se puede citar:

- No opera en tiempo real.
- Requiere más tiempo para preparar una serie de casos de fallas con diferentes características de tipo, resistencia y distancia de falla, que el

tiempo necesario para simular esas mismas fallas con un simulador analógico.

- Para realizar los ensayos sobre las protecciones a partir de los datos obtenidos con esa herramienta de simulación, es necesario realizar una conversión Digital/Analógica y una amplificación de las distintas señales eléctricas. Este proceso se puede realizar mediante un PULSAR (Multi-amp), OMICRON, DOBLE, que son generadores de tensiones e intensidades basado en microprocesador, y compatible con la norma COMTRADE ANSI/IEEE C37.111-1991. Por tanto, los ficheros obtenidos con el EMTP-ATP hay que transformarlos a formato COMTRADE mediante un interface. Todo este proceso que hay que realizar sobre los datos obtenidos con el software de simulación puede introducir errores, de forma que las ondas aplicadas al relé no sean una réplica exacta de las obtenidas con el EMTP-ATP.

## **2.2 ENSAYO DE PROTECCIONES A PARTIR DE FALLAS REALES**

Los ensayos realizados a partir de faltas reales se basan en los datos almacenados por los registradores digitales ubicados en las subestaciones de transporte y distribución de la red de energía eléctrica, que son capaces de reconocer una perturbación y almacenar los datos de las magnitudes de tensión e intensidad de falla y prefalla.

En el caso concreto del Sistema Interconectado Peruano, los registradores digitales utilizados son fundamentalmente ROCHESTER, BEN500 y los registros de la mayoría de relés de distancia digitales. La filosofía de estos sistemas es similar, pero con distintas prestaciones del hardware de capacitación, fundamentalmente en cuanto a frecuencia de muestreo y precisión de la conversión Analógica/Digital se refiere.

A partir de los datos disponibles de fallas reales, y sometiéndolos a distinto tratamiento se pueden realizar tanto ensayos pseudo-transitorios como transitorios.

## **3. METODOLOGIA DE ENSAYOS**

Los Sistemas de Potencia Eléctricos por sí mismos, a pesar de estar diseñados con un alto grado de seguridad, de disponer de suficientes líneas, transformadores y generadores para poder resistir a fallas simples o múltiples, no son nada sin un adecuado y muy fiable sistema de protecciones. Para constatar lo anterior, baste recordar los apagones producidos en diversos países del mundo, con Sistemas de Potencia muy desarrollados, que se han producido a lo largo de la corta historia de su existencia.

Además de evitar apagones generalizados o locales, los relés tienen la misión de despejar las fallas que se produzcan dentro de los diferentes elementos del sistema, aislándolos, abriendo el mínimo número de interruptores posibles y operando en un espacio de tiempo de pocos cientos de milisegundos, para salvaguardar la integridad de los elementos protegidos contra daños irreparables, y en el caso de fallas no permanentes, favorecer el inmediato restablecimiento del servicio y minimizar el tiempo de apagón.

Reconocido el hecho de la importancia que las protecciones tienen en los sistemas de potencia y las serias consecuencias que su mala operación o falla de operación acarrearán, tanto en la continuidad del suministro, como en la salvaguarda de todos los

elementos del sistemas, es necesario diseñar una adecuada metodología de ensayos de protecciones, asumiendo que el sistema de protecciones está apropiadamente elegido.

Las compañías eléctricas consumen una importante cantidad de recursos en la realización de ensayos, sobre todo en los de tipo de mantenimiento preventivo y por tanto, es de gran interés el implementar una metodología de ensayos racional por parte de los ingenieros responsables del sistema de protecciones, desde el profundo conocimiento de protecciones, minimizando su riesgo de mal funcionamiento y por tanto aumentando la fiabilidad del sistema completo.

Varias preguntas surgen entonces, ¿con qué intervalo de tiempo se debe realizar el mantenimiento preventivo?, ¿con qué criterios para las diferentes protecciones del sistema?, ¿hay que probar las protecciones solamente, o las pruebas deben incluir el conjunto protección-interruptor?, ¿los criterios serán los mismos con protecciones electromecánicas, estáticas o digitales?, ¿se deben incluir en las pruebas de mantenimiento, protecciones que hayan disparado correctamente a lo largo del espacio comprendido entre pruebas programadas?.

Seguramente cada compañía podrá tener respuestas diferentes para cada una de estas cuestiones, y según su experiencia y conocimiento de su sistema, diseñará una metodología propia y adecuada a sus necesidades y medios. Las recomendaciones de los fabricantes de protecciones suelen ser útiles, sobre todo al principio, hasta que se gana experiencia con el análisis de incidentes de los distintos tipos de protección.

No existen reglas fijas, sino que cada compañía deberá diseñar su apropiada metodología de ensayos adaptada a la medida de sus necesidades. No obstante y hasta hace algunos pocos años, existía una tendencia a probar más de lo necesario las protecciones, como se indicaba mas arriba, por la extraordinaria importancia de las mismas durante los momentos más comprometidos, que es cuando ocurren situaciones insostenibles en el sistema de potencia, tales como fallas. El disponer intervalos de tiempos cortos entre los mantenimientos del sistema de protecciones, además de ser costoso, introduce factores de riesgo, ya que durante la ejecución de los ensayos de mantenimiento preventivo, dependiendo de cómo se realizan, si con el elemento a mantener en servicio, o con descargo del mismo, siempre se está en una situación comprometida, bien de provocar disparos intempestivos (con la posición en servicio), o en una situación del sistema N-1 (con descargo de la posición).

Existe la tendencia de que cuando se introduce un tipo de pruebas, por ejemplo como consecuencia de la existencia de algún problema existente, posteriormente cuando el problema desaparece, se siguen considerando dichas pruebas a pesar de no ser necesarias.

El conjunto de las pruebas lo tiene que desarrollar el personal especializado de protecciones, que debe conocer a fondo la problemática de las mismas, así como las particularidades de su aplicación, y el modo de explotación del sistema, para que tome todas las medidas de seguridad necesarias, de forma que en caso de disparos intempestivos o situaciones anormales, estas causen el menor daño posible.

### **3.1 TIPOS DE ENSAYOS**

Los objetivos perseguidos con los ensayos de protecciones, dan lugar a cuatro tipos de ensayos diferentes.

### **3.1.1 Ensayos de aceptación**

Los ensayos de aceptación pueden clasificarse separadamente en dos tipos:

- a) Cuando una compañía eléctrica decide incorporar un nuevo diseño de protección a su sistema, no probada previamente, realizarán pruebas tipo de todas sus características en laboratorio y se le someterá al nuevo diseño si se dispone de ellas a pruebas reales, procedentes de la biblioteca de fallas que tenga archivada la compañía, recogidas por registradores oscilográficos digitales. El objetivo de estos ensayos, es ganar experiencia y conocer en profundidad la nueva protección, desde el punto de vista técnico y de funcionamiento. Se probarán todas sus características y unidades implementadas, lógica de funcionamiento, algoritmo de respuesta, tiempo de actuación y precisión de toda la protección.

También se le puede someter durante algún tiempo a una situación real en el campo, instalándola en alguna línea con tasa elevada de fallas por 100 kilómetros, controladas por registrador oscilográfico digital, para poder contrastar las actuaciones de la nueva protección contra la actualmente instalada, y así mismo obtener una experiencia real de funcionamiento, tanto de la propia protección en sí, como de sus prestaciones adicionales (oscilografía propia, localizador de fallas, informes de eventos y precisión).

- b) A cada protección adquirida se le someterá a un mínimo de pruebas prácticas, con objeto de comprobar que aquella posee las características especificadas por el fabricante.

### **3.1.2 Ensayos de puesta en servicio en instalación**

Son ensayos realizados en el campo en el punto de instalación, para comprobar que la protección ha sido correctamente instalada. Estos ensayos y su correcta definición y aplicación son básicos, y nos asegura una vez complementados los protocolos finales, el correcto funcionamiento de toda la instalación. Son realizados por el personal especializado de protecciones, una vez que la unidad de montaje haya acabado sus pruebas. Deben incluir todo el conjunto interruptor-control-protección y telecontrol de absolutamente todos los disparos, bloqueos, etc. Si la instalación es de nueva implantación y por tanto se puede disponer totalmente de la misma, en general será mucho más cómodo, ya que se podrán llevar a cabo todas las pruebas programadas sin temor de provocar disparos intempestivos. Si la instalación no es de nueva implantación sino reformada, habrá que tomar las precauciones pertinentes para no provocar disparos intempestivos y habrá que asegurarse, de que las pruebas realizadas son completas, lo que en general llevará al establecimiento de un plan de pruebas minucioso, para no dejar errores ocultos, que después, cuando menos se espera causen disparos innecesarios o fallas de los mismos, normalmente con consecuencias graves.

Estos ensayos normalmente se llevan a cabo inyectando las magnitudes de tensión e intensidad en sus circuitos secundarios, por medio de disparos de pruebas apropiados, comprobando toda la circuitería (hardware), incluidos los interfaces con el resto del control y con el interruptor, constituyendo actuaciones de protección mono-trifásicas, disparos directos, reenganches, etc., por todas las funciones constituyentes de la protección.

En algunas ocasiones especiales, se pueden programar fallas reales, generalmente se aplicarán fallas internas y externas (invirtiendo intensidades), para controlar la operatividad de la protección. Aunque este método es el mejor, es costoso y contiene un alto riesgo, es por esto, que sólo se aplica en algún caso muy importante y/o en algún nuevo diseño de relé que este sujeto a una seguridad máxima de su operación.

### **3.1.3 Ensayos de mantenimiento preventivo**

Han sido el principal método para detectar fallas en los relés tradicionales, electromagnéticos y estáticos. Se realizan en campo, generalmente a intervalos regulares de tiempo. Dichos intervalos suelen ser función de varios conceptos, tales como:

- Experiencia acumulada con la protección en cuestión.
- Tipo de la protección empleada.
- Si se trata de una línea, nivel de tensión de la misma y su responsabilidad dentro del sistema de potencia, líneas saliendo de Centrales, líneas de transporte, interconexión con otras empresas, líneas del sistema mallado.
- Importancia del equipo protegido.
- Histórico de funcionamiento de la protección.
- Últimas actuaciones habidas y como operó en ellas.

Existe una creencia generalizada de que cuanto más corto es el intervalo de tiempo de mantenimiento preventivo, más alta es la fiabilidad del sistema de protecciones, sin embargo, siempre es posible que se produzca una falla de la protección durante la prueba y que este quede oculto al concluir aquella.

El objetivo del mantenimiento preventivo es verificar que la protección no operará incorrectamente (seguridad) y comprobar que operará cuando deba hacerlo (obediencia).

El intervalo del mantenimiento preventivo se mide en años. Si un relé está estropeado y no opera durante ese período, la falla queda oculta y no es reparado durante dicho intervalo. Por lo tanto el riesgo de no probar el relé, es que no operará cuando sea necesario.

Los ingenieros de protecciones, cuando elaboran los planes de mantenimiento preventivo, tiene que considerar el riesgo de dejar un relé estropeado sin probar, contra el pequeño riesgo de estropear un relé durante las pruebas o producir disparos intempestivos.

### **3.1.4 Ensayos de mantenimiento correctivo**

La otra forma de tener conocimiento de que un relé está estropeado es cuando dicho relé debiendo disparar no lo hace. Esta es la forma más drástica de enterarse y puede acarrear consecuencias imprevisibles. Requiere una acción inmediata del equipo de mantenimiento de protecciones del sistema y según el tipo de avería, se puede reparar en campo. En este sentido tienen ventaja los relés estáticos sobre los electromecánicos, ya que aquellos se reparan al nivel de cambiar tarjetas completas y posteriormente reparar estas en el laboratorio, o bien remitiéndoselas al fabricante. Las funciones afectadas deben verificarse de nuevo después de la reparación, para comprobar su operatividad. En casos más complejos será necesario sustituir toda la protección completa, llevándose la afectada para su reparación posterior.

### **3.2 COMPARACION DESDE EL PUNTO DE VISTA DE MANTENIMIENTO, DE PROTECCIONES TRADICIONALES A DIGITALES**

Para finalizar con los tipos de ensayo, haremos una comparación desde el punto de vista de mantenimiento, entre protecciones tradicionales, o convencionales, entendiendo por estos relés, tanto electromecánicos, como estáticos y protecciones digitales.

#### **3.2.1 Protecciones digitales**

Desde el punto de vista de mantenimiento preventivo, es conveniente el dividir los relés digitales en tres partes: 1) Parte de entradas analógicas. 2) Parte de procesamiento y 3) Circuitería asociada a los contactos de entrada y salida.

- Algunos relés digitales comparten la circuitería de medida con la protección, de tal forma que si reciben los datos de medida correctos, es una autopruueba de que los circuitos de entradas analógicas están en buen estado, además de que algunas condiciones como sistemas desequilibrados, fases abiertas (falla serie) y otros, pueden ser automáticamente detectados.
- La autopruueba continua del procesador debe incluir la fuente de alimentación, circuitos de memoria, convertidor A/D, y los valores de ajuste almacenados. Esto cubre prácticamente toda la parte de procesamiento de la protección.
- Finalmente, la operatividad de los contactos de salida también es implementada en algunos modelos de protecciones digitales, con lo que incluso esta parte se podría probar desde el centro de control.

Los relés digitales detectan cualquier anomalía que se produzca, dando una alarma e inhabilitándose, además de proporcionar la hora exacta de su avería, pudiendo contrastar de esta forma el ingeniero de protecciones la relación con cualquier otro evento producido en el sistema en ese momento y poder extraer importantes conclusiones.

También son muy interesantes los informes de eventos que generan los relés digitales, ya que su examen, en algunos casos puede reemplazar las pruebas programadas.