

Curso: CAPSEP

*Conceptos Avanzados Protecciones
Sistemas Eléctricos de Potencia*

A-I. Introducción

IIE-FING-Universidad de la República

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	3
SISTEMAS DE PROTECCIÓN (SdP)	3
Función de los sistemas de protección	3
Características de los sistemas de protección	4
Zonas de protección	5
Protecciones principal y de respaldo	6
Elementos de un sistema de protección	7
Comunicaciones	12
SELECTIVIDAD y PRINCIPIOS DE OPERACIÓN.....	20
Selectividad	20
Principios Básicos de Operación de las Protecciones	21
CLASIFICACIÓN DE RELÉS.....	25
Según su Función	25
Por su Tecnología	26
Anexo 1: SÍMBOLOS GRÁFICOS PARA DIAGRAMAS	35
Anexo 2: SÍMBLOS EXTRAIDOS DE LA NORMA IEC 60617	38

INTRODUCCIÓN

Para poder entender la función de los sistemas de protección, se debe conocer la naturaleza y el modo de funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia. El objetivo de un sistema eléctrico de potencia es generar, transmitir y distribuir energía eléctrica a los consumidores.

En régimen estacionario este sistema opera cerca de su frecuencia nominal y las tensiones en todas las barras del mismo no varían más de un 5 %. Existe un balance entre la potencia activa y reactiva generada y consumida.

El sistema debe ser diseñado y operado de manera de entregar esa energía de la manera más confiable, segura y económica.

A pesar de que el sistema de potencia, está sometido en forma constante a perturbaciones: cambio en las cargas, cortocircuitos que pueden ser originados por la naturaleza, por fallas en algún equipo o como consecuencia de una operación incorrecta, el mismo mantiene casi siempre su estado estacionario y esto es debido a:

- las dimensiones que tiene el sistema de potencia con relación a las cargas o generadores.
- las acciones rápidas y correctas realizadas por los relés de protección.
- las acciones de los sistemas de control.

En el proceso de explotación de los sistemas eléctricos de potencia ocurren cambios en forma permanente que son compensados por los sistemas de control. Pero además pueden aparecer defectos o faltas (perturbaciones) y regímenes anormales de funcionamiento de los diferentes elementos del sistema, los cuales pueden conducir a averías, con las consecuentes alteraciones al régimen normal de operación, como pueden ser interrupciones de servicio a los consumidores, reducción de la calidad de la energía o daños en los equipamientos.

El tipo más frecuente de defecto o falta es el cortocircuito, que genera grandes incrementos en la corriente y reducciones de la tensión en los elementos del sistema, lo que puede dañar los equipos por sobrecalentamiento, afectar la operación normal de los consumidores por la baja tensión y el sincronismo de los generadores. La respuesta del sistema de potencia a una perturbación depende de la configuración del mismo y de la severidad de la misma.

Las perturbaciones más frecuentes son:

- Cortocircuitos
- Conductor abierto
- Sobrecarga
- Sobre o sub tensión. . .

SISTEMAS DE PROTECCIÓN (SDP)

Un sistema de protección es el conjunto de dispositivos y elementos interrelacionados (y sus funciones) que permiten o aportan al objetivo del mismo: proteger el equipo de potencia que corresponde o al sistema de potencia.

Función de los sistemas de protección

Muchas de las fallas en los sistemas eléctricos de potencia pueden ser controladas para limitar el daño y mantener la confiabilidad. El sistema de potencia se diseña de manera que pueda

soportar fallas mecánicas y problemas climáticos como hielo, nieve, huracanes y tornados. El diseño de la aislación se realiza de manera de minimizar el daño a los equipos por fallas eléctricas.

Debido a que es no económicamente posible diseñar un sistema eléctrico de potencia para soportar todas las fallas posibles, la alternativa es diseñar un sistema de protección que rápidamente detecte condiciones anormales de funcionamiento y realizar las acciones correctivas apropiadas.

La función de los sistemas de protección es detectar faltas y condiciones anormales de funcionamiento del sistema eléctrico de potencia e iniciar las acciones correctivas, lo más rápido posible, de manera que el sistema retorne a otro punto de funcionamiento estable.

Por lo cual el rol de un sistema de protección en el diseño y operación de un sistema eléctrico de potencia, se puede examinar teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Proteger todo el sistema de potencia de manera de mantener la continuidad del servicio.
- Minimizar los daños causados por las faltas.
- Maximizar, en la medida de lo posible, la seguridad de las personas.
- Aportar a la estabilidad del sistema eléctrico.

Características de los sistemas de protección

Para poder cumplir con estos requerimientos, los sistemas de protección deben tener la siguiente cualidad:

Confiabilidad o Fiabilidad (Reliability) Probabilidad de que una función, relé o sistema de protección cumpla sin fallar la función para la cual fue destinado, durante un periodo de tiempo, cuando está siendo sometido a exigencias dentro de sus límites operacionales. La confiabilidad tiene dos aspectos:

Dependability (Dependabilidad) Probabilidad de que una función, relé o sistema de protección opere correctamente (no deje de operar) en el caso de una falta o defecto en el sistema de potencia, dentro de la zona que protege. Todo esto durante un período de tiempo cuando está siendo sometido a exigencias dentro de sus límites operacionales. Es la faceta de la confiabilidad que indica el grado en que la función, equipo o sistema opera correctamente cuando debería operar.

Security (Seguridad) Probabilidad de que una función, relé o sistema de protección NO dispare incorrectamente, habiendo o no falta o defecto en el sistema eléctrico protegido. Todo esto durante un período de tiempo cuando está siendo sometido a exigencias dentro de sus límites operacionales.

Se trata tanto de:

- el disparo intempestivo (incorrecto) cuando no hay falta o defecto o condición anormal
- el disparo incorrecto cuando si hay falta o defecto o condición anormal en la zona protegida del sistema eléctrico.

Disponibilidad Es el porcentaje del tiempo en que un equipo o sistema está operativo o disponible para su uso. Las protecciones numéricas con su importante capacidad de autodiagnóstico (self-check) permiten su alta disponibilidad, al reportar cuando fallan.

En protecciones con tecnologías anteriores que no tenían posibilidad de autodiagnóstico o que su autodiagnóstico era limitado a algunas partes del hardware o software, podían estar indisponibles sin que se supiera.

La detección de dichas fallas ocultas se produciría entonces recién cuando:

- Se ensaya el relé como parte de rutinas periódicas de mantenimiento detectivo o búsqueda de fallas.
- Peor aun cuando hay una falta en el equipo protegido y la protección no dispara o lo hace de manera no predeterminada.

El autodiagnóstico adelanta la detección de la falla al momento en que se produce, si dicha condición genera una alarma.

Generalmente en las protecciones para avisar su falla se utiliza un contacto NC (normalmente cerrado) de un relé de salida.

NC se refiere a que estando ese relé auxiliar de salida des-excitado, el contacto está cerrado.

En condiciones normales (protección operativa) el contacto NC está abierto (relé auxiliar de salida excitado) y se cierra en caso de indisponibilidad (relé auxiliar des-excitado).

Un caso extremo es cuando la protección no está alimentada o hay una falla en su fuente de alimentación, en cuyo caso dicho contacto está cerrado.

En la disponibilidad de una protección interviene tanto:

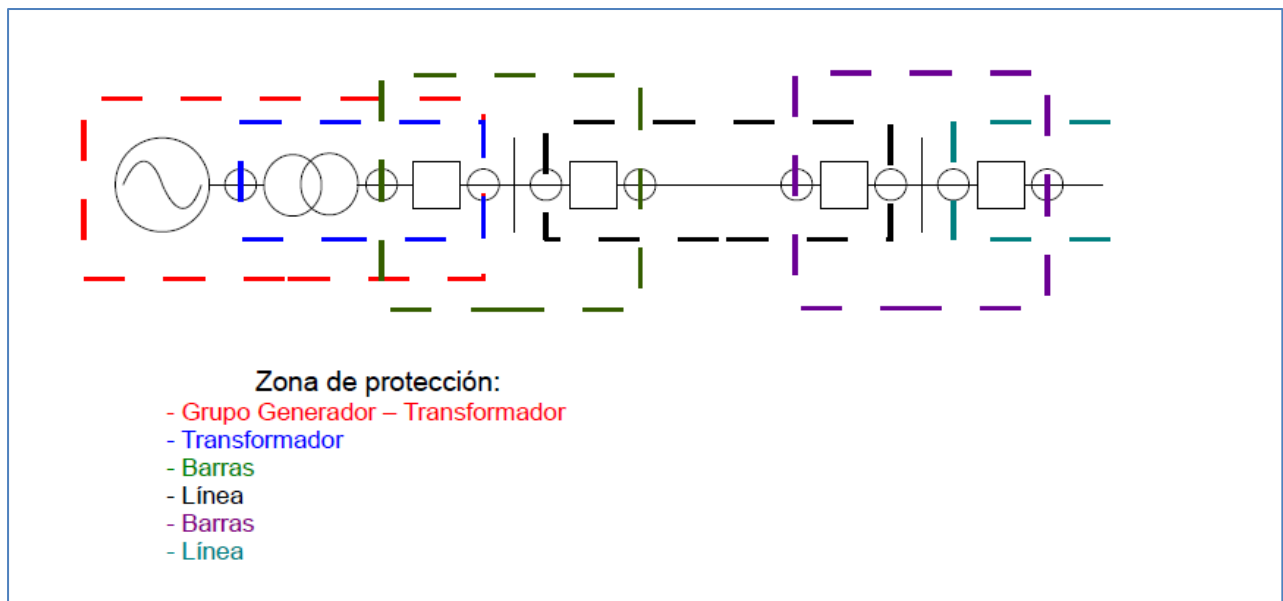
- la tasa de fallas del equipo (o el MTBF), como
- el tiempo que se tarda en repararlo o sustituirlo (dejarlo nuevamente operativo, devolver su funcionalidad).

Zonas de protección

Para limitar la extensión del sistema de potencia a ser desconectado cuando ocurre una falta, las protecciones están dispuestas en zonas de protecciones. Los relés de protección generalmente toman sus medidas de transformadores de medida de corriente, y su zona de protección está limitada por esos transformadores. Los transformadores de medida de corriente le proporcionan una ventana por la cual el relé de protección "ve" cómo se comporta el sistema de potencia dentro de su zona de protección.

Para poder cubrir todos los equipos de potencia por los sistemas de protección, las zonas de protección deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Todos los equipos de potencia deben estar comprendidos en por lo menos una zona de protección. En la práctica, los equipos más importantes están incluidos en al menos dos.
- Las zonas de protección deben superponerse para prevenir que ningún elemento del sistema quede sin protección.



Por razones prácticas o económicas, la disposición de los transformadores de corriente no es siempre como se muestra en la figura, y solo están disponibles en uno de los lados de los interruptores.

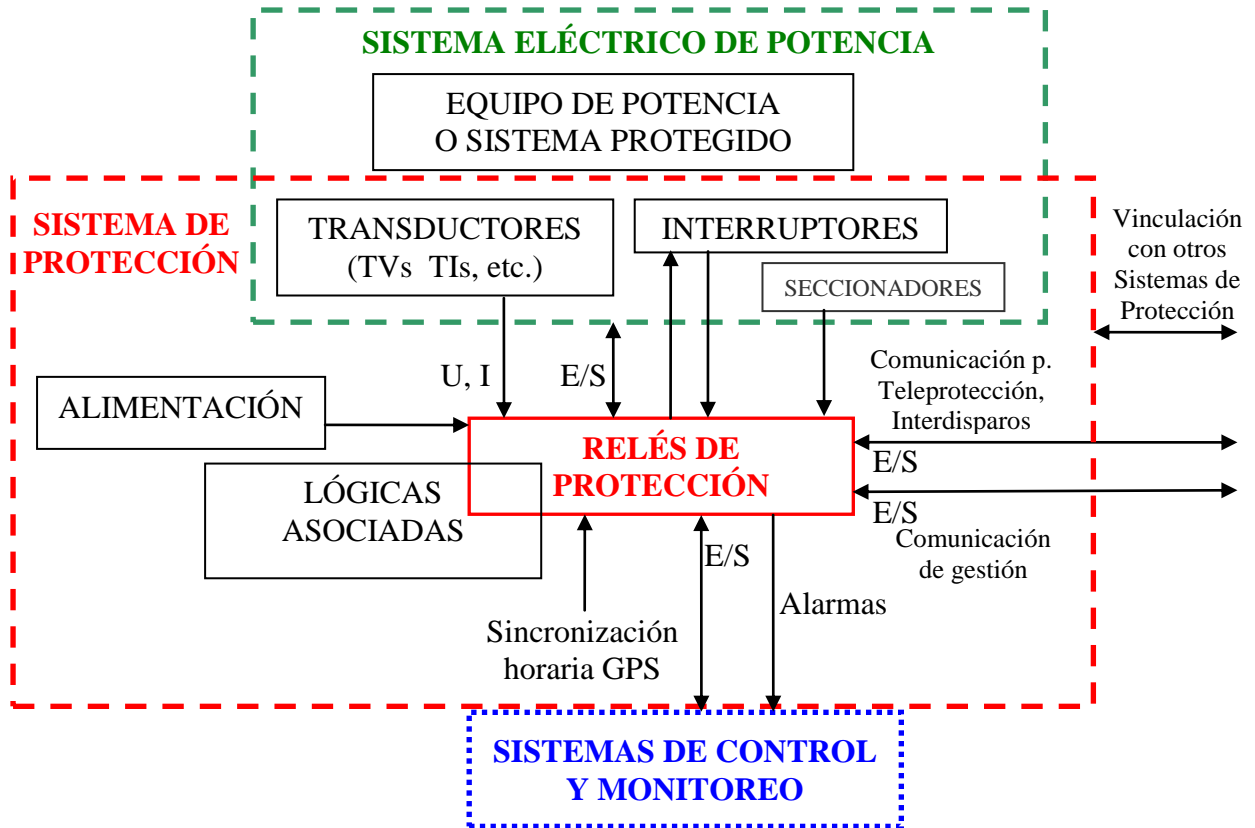
Protecciones principal y de respaldo

Protección principal: Sistema de protección que opera frente a faltas en la zona protegida, lo más rápido posible sacando de servicio la menor cantidad de equipamiento posible.

Protección de respaldo: Equipo o sistema de protección el cual debe operar cuando una falta en el sistema de potencia no es eliminada en el tiempo esperado debido a fallas o incapacidad del sistema principal de protección de operar o en caso de falla del interruptor. En caso de incapacidad del sistema principal de protección de operar también puede ocurrir que la protección de respaldo se habilite y opere en forma instantánea.

Las protecciones de respaldo incluyen protecciones de respaldo remotas, locales y falla de interruptor. Falla de interruptor se define como la falla del interruptor al abrir o interrumpir la corriente cuando recibe una señal de disparo.

Elementos de un sistema de protección



Un sistema de protección tiene los siguientes componentes principales:

- Alimentación
- Transductores (transformadores de medida de corriente y tensión, etc.)
- Interruptores
- Sistemas de comunicación (teleprotección, gestión, lógicas de subestación, etc.)
- Alarmas y señalizaciones
- Cableados y elementos asociados (llaves de transferencia, relés auxiliares y de monitoreo, lógicas cableadas)
- Aterramiento de equipos y cableados
- Relés de protección
- Tomas para ensayo
- Sincronización horaria

Alimentación.

Los sistemas de protección tienen alimentación de corriente continua (DC).

La componen.

- Banco de baterías
- Cargador de baterías
- Barra y alimentadores y sus lógicas de conmutación
- Detector de puesta a tierra
- etc.

La función principal de un sistema de protección es eliminar faltas y condiciones anormales de funcionamiento. La habilidad de que un relé dispare un interruptor debe estar disponible siempre, aún cuando haya una falta y la magnitud de la tensión AC pueda no ser suficiente para alimentar al relé.

La potencia necesaria para el disparo y para alimentar los relés de protección, por lo tanto, no puede ser obtenida del sistema AC, y generalmente es provista por las baterías de la subestación.

Las baterías están se alimentan de un cargador que a su vez se alimenta de la tensión alterna de los servicios propios de la subestación.

Aunque las baterías sean los elementos más confiables en la subestación, en la subestaciones de extra alta tensión (EHV o EAT) es práctica común contar con dos fuentes independientes con posibilidad de conmutar en caso de falla.

Las baterías deben tener autonomía suficiente para mantener alimentados los sistemas de mando, control y protección durante varias horas de ausencia de servicios propios de alterna (apagón).

Normalmente ni el polo “+” ni “-“ están a tierra, lo que permite que la instalación soporte puestas a tierra.

La primer puesta a tierra no es un defecto, pero si hay una segunda puesta a tierra y es en el otro polo, se produce un cortocircuito en la continua de la subestación.

Para la detección de una puesta a tierra, los polos “+” y “-“ se conectan a un dispositivo detector que también se conecta a tierra. Por el dispositivo circulan corrientes muy bajas.

Las puestas a tierra no deseadas en los cableados de las polaridades son vistas por el detector como desequilibrios entre las tensiones “+” a tierra y “-” a tierra.

Las tensiones de alimentación comúnmente utilizadas: 250, 220, 125, 110 Vcc.

El ripple de la continua debe ser acotado.

En la distribución de continua dentro de la subestación se utilizan llaves termomagnéticas (TQ) de DC independientes para las distintas secciones y funciones que se alimentan.

Por ej. para cada sección pueden utilizarse llaves diferentes para:

- disparo,
- alarma,
- alimentación de fuentes de las protecciones, sus entradas y salidas de otras señales.

En sistemas redundantes se usan secciones de continua diferentes, por lo que se duplican las llaves antes mencionadas.

Si se pretende mayor confiabilidad se utilizan alimentaciones redundantes. En esos casos se duplican las barras y hasta los bancos de baterías y cargadores asociados.

Por cada sección de continua debe haber una alarma de falta de continua ya sea por contactos NC de la llave TQ, o por un relé auxiliar que sensa la tensión de cada salida de continua.

Los relés de protección que tiene incorporada la alarma de falla de su fuente o de su alimentación (e incluso falla interna) ya cumplen dicha función de sensado.

Hay relés numéricos que incluso supervisan la calidad de la continua de alimentación.

Transductores. Transformadores de medida (de tensión y de corriente)

Son los elementos que llevan las magnitudes eléctricas primarias (del sistema de potencia) a los relés de protección.

Los transformadores de medida tienen como función:

- adaptar las tensiones y corrientes elevadas a valores compatibles con los que trabajan los instrumentos de medida y los relés de protección
- proporcionar aislación galvánica a los instrumentos de medida y relés de protección con respecto a la alta tensión del circuito de potencia
- permitir el uso normalizado para las corrientes y tensiones nominales de los instrumentos de medida y relés de protección

Valores secundarios normalizados son:

- $I_n = 1$ o 5 A AC
- V_n compuesta = 115, 120 y 230V AC (EEUU y Canadá); 100, 110 y 200V AC (Europa, etc.)

Los transformadores de medida de corriente para protección son de tipo inductivo.

La corriente primaria es impuesta por el circuito de potencia y la corriente secundaria es reflejo de la primera.

Los transformadores de medida de tensión para protección pueden ser de dos tipos:

- inductivos
- capacitivos

Estos equipamientos se estudian luego en el curso con detalle.

Interruptores

El conocimiento sobre la operación y funcionamiento de los interruptores es esencial para entender los sistemas de protección. Es la acción coordinada tanto del interruptor como del sistema de protección, que resulta en una exitosa eliminación de la falta.

El interruptor aísla la falta, interrumpiendo la circulación de corriente, en un cruce por cero de la misma. El interruptor puede hacer esto, en el primer cruce por cero de la corriente luego de enviada la señal de disparo, aunque es más común abrir en el segundo o tercer cruce por cero. Como los contactos del interruptor se mueven (separándose) para interrumpir la circulación de corriente de falta, puede pasar que si la separación entre los contactos del interruptor no es suficiente el arco se reinicie y se debe esperar hasta el siguiente cruce por cero para interrumpir la corriente, en el cual los contactos del mismo ya estarán más separados.

Uno de los primeros diseños de interruptor de alta tensión utilizados constaba de un tanque de aceite en el cual estaban inmersos los contactos del interruptor y el mecanismo de operación. El aceite sirve de aislante entre el tanque y los contactos principales. El aceite actúa también como el medio para extinguir el arco cuando los contactos principales interrumpen una corriente de carga o de falta.

Como las tensiones usadas en los sistemas de potencia aumentaron, ya no era práctico construir tanques lo suficientemente grande como para proporcionar la rigidez dieléctrica necesaria. Aunque aún existen en operación interruptores de gran volumen de aceite.

Algunas características de los interruptores que se deben tener en cuenta son:

- Medio para la extinción del arco: aceite, gas, aire, vacío
- Medio para el aislamiento: aceite, gas, aire, vacío
- Mecanismo de operación: neumático, hidráulico, mecánico

Uno de los parámetros a tener en cuenta, en el momento de especificar un interruptor es el medio para la extinción del arco:

- aceite: no precisa de energía desde el mecanismo de operación para la extinción del arco.
- SF6: requiere de energía adicional, y debe operar a alta presión o desarrollando un ráfaga de gas durante la fase de interrupción del arco.
- Vacío.

Un interruptor normalmente debe poder realizar completo el siguiente ciclo: O-C-O (apertura – cierre – apertura).

Los interruptores pueden ser bloqueados por señales propias cuando no pueden cumplir dicho ciclo o ni siquiera una apertura, dando señalización externa (mediante contactos de salida) que se utilizan por los relés de protección para modificar sus funciones de recierre por ej.

Son críticos el tiempo de apertura de los interruptores ya que se suman a los tiempos de operación de las propias protecciones para sumados ser el tiempo total de operación del sistema de protección. Puede existir también una unidad de disparo que agrega su tiempo.

Los interruptores abren en un tiempo de entre 2 y 5 ciclos.

Tiempos típicos de apertura de un interruptor pueden ser:

- 50 ms para EAT
- 70 ms para AT
- 100 ms para MT

Cada polo puede tener una o más cámaras de corte, en especial en EAT.

Los interruptores pueden tener resistencias de pre-inserción al cierre (en paralelo con las cámaras de los polos).

El pole-spam eléctrico (o dispersión en la apertura de los polos) de un interruptor ante un disparo tripolar debe ser menor que por ej. 5 ms.

Un interruptor trifásico puede tener bobinas de apertura y cierre independientes por polo, o bobinas que comanden los 3 polos.

En el caso de líneas aéreas dado que se quiere recierre, la apertura debe ser por polo. En el caso de transformadores de potencia y cables, es suficiente con comandar los tres polos con una sola bobina.

Los interruptores (vistos como elemento trifásico) pueden tener 1, 2 o 3 entradas o bobinas independientes de apertura. Por ej. se puede usar una para apertura por mando, otra para disparo por protección del relé principal y la otra para el disparo del relé de respaldo.

Es normal que usen alimentaciones de continua independientes.

El cierre por mando y el recierre por protección de los interruptores debe realizarse cuando:

- no haya tensión en ambos lados del mismo,
- hay tensión de un lado y no hay tensión del otro,
- hay tensiones en sincronismo (amplitud, fase y frecuencia similares) a ambos lados.

En caso contrario el interruptor puede resultar dañado y el sistema de potencia puede sufrir un transitorio severo y los generadores pueden verse afectados.

Los interruptores (al igual que los seccionadores) tienen contactos repetidores de la posición de su contacto de potencia.

Hay contactos tipo

- “a” o normalmente abiertos (NA o NO), abiertos cuando el polo principal está abierto.
- “b” o normalmente cerrados (NC), cerrados cuando el polo principal está abierto.

Usualmente un contacto tipo “a” se pone en serie con la llegada del disparo a la bobina de apertura del interruptor, de manera que sea este contacto potente quien cuando abre el interruptor, abra la corriente continua que circula por la bobina. Si así no fuera, dicha corriente debería abrirla un relé auxiliar del sistema de protección o un relé de disparo. Las sobretensiones en la apertura de un circuito muy inductivo de continua son importantes y puede ser una situación no soportada por contactos débiles.

Señales digitales hacia y desde las protecciones o sus equipos auxiliares.

En los sistemas de protección hay señales desde y hacia los equipos de playa.

Posición de equipos de maniobra (mono o tripolares, contactos en serie o paralelo, tipo “a” o tipo “b”)

- Seccionadores
- Interruptores

Disparos

- Disparos desde otros equipos o sistemas
- Interdisparos

Orden de re-cierre

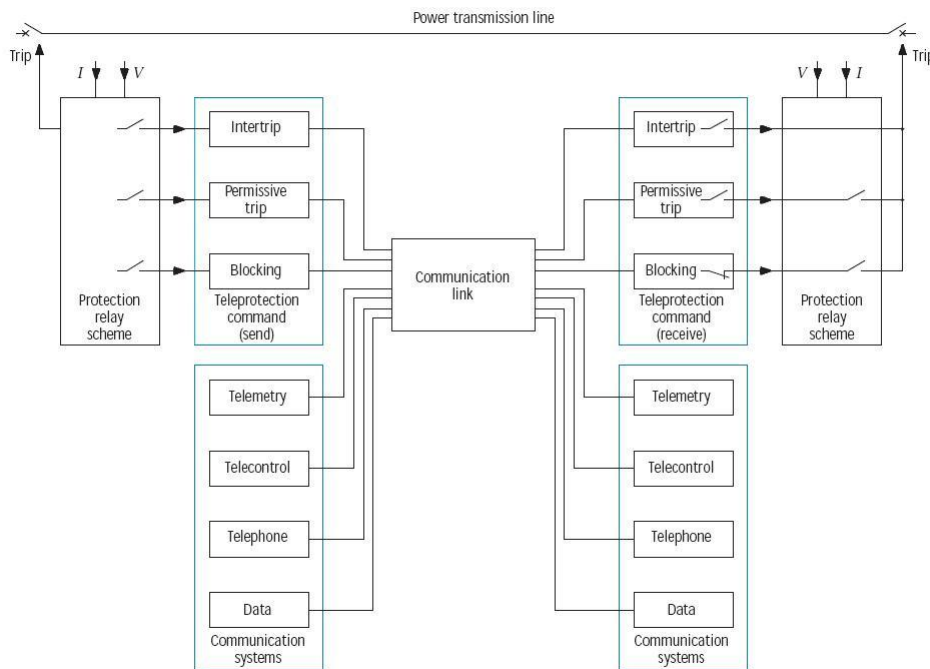
Otras señales digitales

- Indisponibilidad de equipos (bloqueados, baja presión, etc.)
- Interbloqueos y habilitaciones

Comunicaciones

Comunicación para teleprotección

Se muestran los posibles usos de la comunicación entre subestaciones (se dibujan las comunicaciones solamente en un sentido, aunque son bidireccionales).



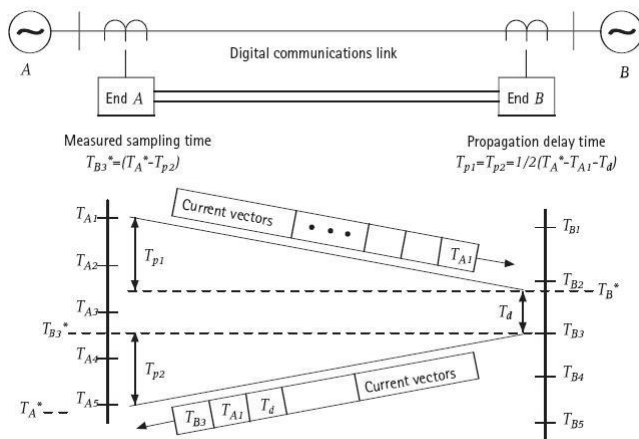
La comunicación hace posibles ciertas funciones instantáneas de protección:

- Teleprotección en protección de líneas y cables (distancia, direccionales)
- Comunicación de la protección diferencial de líneas o cables
- Interdisparos

La telecomunicación de señales discretas y los interdisparos no tienen demasiados requerimientos respecto del ancho de banda del canal de comunicación.

Mientras que las comunicaciones diferenciales sí tienen más requerimientos de ancho de banda, ya que se comunican señales analógicas (fasores o valores instantáneos) y la frecuencia de refresco de datos debe ser alta.

Los links de comunicación digital tienen varios canales digitales, con capacidades de 64 kbps (norma internacional) o 56 kbps (norma EEUU). La comunicación diferencial por ej. utiliza estas capacidades.



Los parámetros más importantes de los sistemas de telecomunicación para protección son su:

- Tiempo de transmisión (latencia)
- Ancho de banda
- Relación señal/ruido en la entrada del receptor
- Security y dependability

Equipos.

A los equipos y sistemas de comunicación para protección se les requiere que bajo condiciones de falta en el sistema de potencia se mantengan en operación y que no aparezcan en sus salidas señales espurias, de manera de permitir la correcta operación de los sistemas de protección.

Deben tener alta disponibilidad, dependabilidad y seguridad y sus retardos deben ser compatibles con las funciones de protección.

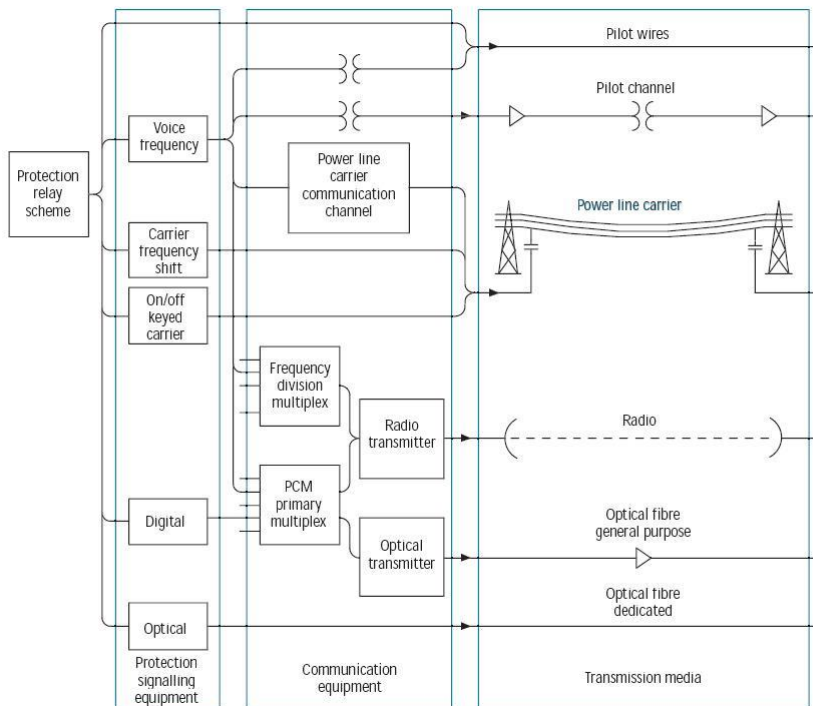
Medios físicos.

Un medio físico generalmente soporta varios canales de telecomunicación.

Los medios físicos de comunicación más usados en transmisión son

- hilo piloto
- onda portadora (power line carrier o PLC),
- microonda, y
- fibra óptica (FO, dedicada o no).

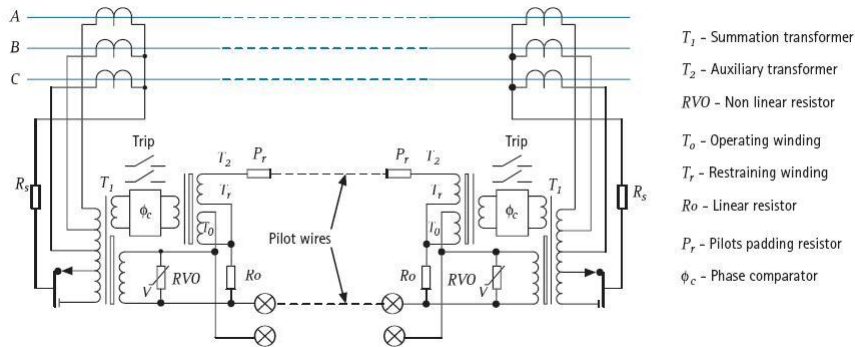
Radio no es normalmente empleada en sistemas de protección de transmisión.



Hilo piloto.

Un hilo piloto consiste en un cable multipar subterráneo o aéreo, entre subestaciones.

Los pares de hilo piloto se utilizan para transmisión de contactos y señales analógicas de la protección diferencial longitudinal de líneas y cables de hasta 15 km aprox., además de brindar otros servicios (telefonía, alarmas, etc.)

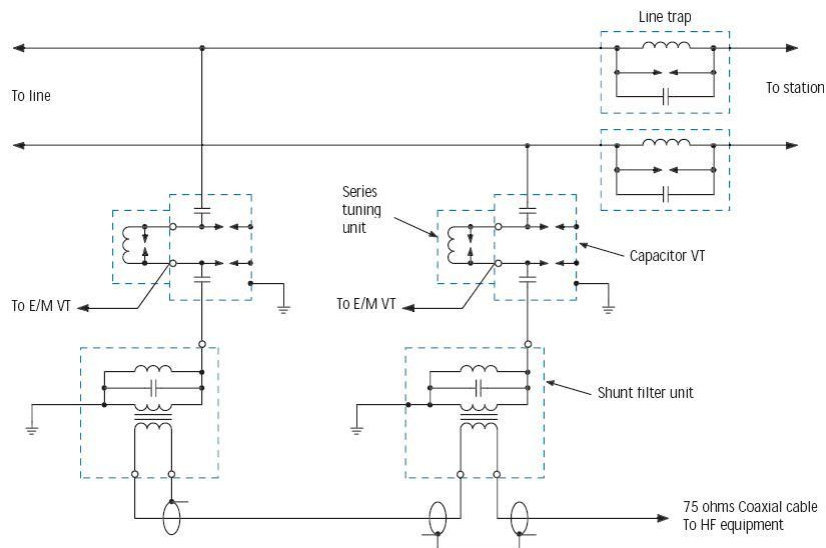


Onda portadora (PLC).

La onda portadora o power line carrier transmite por la propia línea de transmisión (generalmente por 2 fases).

Los equipos de comunicación se conectan a la línea de transmisión mediante transformadores de medida de tensión capacitivos.

Las trampas de onda evitan que las señales de alta frecuencia sigan hacia la subestación, de manera que van solamente al TV capacitivo y por él al equipo receptor.



Microondas.

Los canales de comunicación por este medio tienen buen ancho de banda.
No son los más usados.

Fibra óptica (FO).

Los canales de comunicación por este medio tienen buen ancho de banda.
La fibra óptica puede ser dedicada o compartida para múltiples usos.
Es normal transmitir datos por SDH.

SDH (Synchronous Digital Hierarchy). Tecnología para transportar muchas señales de diferentes capacidades a través de una jerarquía óptica síncrona y flexible. Esto se logra por medio de un esquema de multiplexado por interpolación de bytes.

La fibra óptica dedicada puede estar tendida dentro del hilo de guardia de las líneas de transmisión (OPWG) o ser subterránea.

La fibra óptica puede ser del trasportista o contratada a empresas de comunicaciones.

Canales.

En los equipos de telecomunicación para protección normalmente hay:

- canales de teleprotección (más rápidos, menos seguros)
- canales de teledisparo (algo más lentos, más seguros)

Tiempos normales de operación entre la entrada del equipo de teleprotección de una subestación y la salida del equipo de teleprotección en la otra subestación son:

	Canal de teleprotección	Canal de teledisparo
Fibra óptica (FO) / SDH	5 ms	10 ms
PLC (carrier u onda portadora)	10 ms	20 ms

Las señales de teleprotección se usan tanto para habilitar como para bloquear el disparo en el extremo remoto.

Comunicación para gestión de las protecciones

Los relés de protección deben poder ser gestionados vía comunicación con un PC o sistema. Cada vez más esto se convierte en un requisito vital, en particular para analizar accionamientos y cambiar ajustes.

Según la ubicación de la computadora o sistema, la gestión es:

- Local
 - Comunicación directa sobre la propia protección
 - Comunicación mediante una red de datos local
- Remota

Funciones posibles de la comunicación para gestión son:

- Descarga de Oscilografía
- Visualización y descarga de eventos internos
- Cambio de ajustes y lógicas
- Cambio de fecha y hora
- Reinicio

Comunicación presente y futuro.

Diversos protocolos se usan para comunicar IEDs.

En particular la comunicación de datos entre protecciones y SCADAs permite eliminar las alarmas cableadas, así como transmitir y recibir datos analógicos.

Norma IEC 61850

IEC 61850 es el estándar internacional utilizado para la comunicación de datos de las redes eléctricas.

Está optimizado para la transferencia eficiente y fiable de datos y comandos de procesos entre dispositivos electrónicos inteligentes de la(s) subestación(es). IEC 61850 ha sido diseñado para su uso sobre redes de comunicación de alta velocidad.

Servicios Report Control Block

Existen dos tipos de informes, “Buffered Reports” y “Unbuffered Reports”

Utilizados para monitorizar datos.

Los informes se envían a partir de eventos, utilizando condiciones previamente definidas. Envía informes solo cuando es necesario, reduce impacto en el ancho de banda.

Servicios GSE

Distribución rápida y fiable de eventos a más de un dispositivo en forma simultánea (alarmas, mandos, disparos, etc.)

Existen dos clases de mensajes GOOSE Generic Object Oriented Substation Event, envía la información del estado que ha cambiado y del resto del DataSet. Permite al receptor del mensaje saber que un estado ha cambiado y el tiempo del último cambio

GSSE Generic Substation Status Event, solamente envía una lista con información del estado que ha cambiado.

Señales digitales ya pueden ser enviadas y recibidas mediante mensajes GOOSE entre IEDs (protecciones en particular).

En la medida que los retardos de los mensajes GOOSE sean aceptables o despreciables, muchos cableados de interconexión entre IEDs son innecesarios.

En el futuro cuando se implemente el “bus de proceso” de la norma IEC61850 los equipos intercambiarán información analógica por dicho bus.

Los transformadores de medida enviarán sus medidas por el bus de proceso y las protecciones y demás IEDs las recibirán de la misma forma.

En la medida que los interruptores soporten la norma IEC61850, los disparos de protección podrían dejar de enviarse por cableado.

Pero debe ser comparable en confiabilidad, rapidez, disponibilidad, etc.

Alarmas y señalizaciones

Las protecciones y el sistema de protección deben comunicar señales, eventos y alarmas al sistema de mando (paneles de mando, SCADA local) y el centro de control (SCADA remoto).

- Arranques y/o disparos
- Bloqueos y enclavamientos
- Falla protección
- Falla comunicación (teleprotección)
- Pérdida de continua
- etc.

También hay señalizaciones en:

- el propio relé (banderas, LEDs)
- relés auxiliares del sistema de protección para señalización

Cableados, relés auxiliares

Estos componentes juegan un papel esencial en los sistemas de protección, por lo cual deben ser elegidos, instalados y mantenidos muy cuidadosamente para mantener la confiabilidad del sistema de protección.

Los cableados interconectan los elementos del sistema de protección entre sí y con su entorno (relés, transformadores de medida, bobinas de disparo y cierre y circuitos auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento del sistema).

Los cableados de los paneles e interconexión deben ser de muy alta calidad, identificando los cableados y manteniendo los planos de los mismos actualizados, para facilitar el mantenimiento, la detección de fallas y la actualización de los sistemas.

Las borneras y terminales, deben estar numeradas para su fácil identificación y para evitar conexiones que pueden ocasionar daños al equipamiento. Las borneras o terminales deben poseer la clase de aislación y resistencia mecánica que se requieren para esta clase de instalaciones.

Los cables muchas veces deben ser apantallados, ya que las subestaciones son instalaciones “ruidosas” en que deben cuidarse los aspectos de interferencia electromagnética, especialmente en instalaciones aisladas en SF6.

Las secciones de los cableados deben ser adecuadas.

Especial cuidado debe ponerse en las secciones de los cableados de corriente (pues puede afectar la precisión de las medidas de corriente si la impedancia es alta) y de disparo a las bobinas de los interruptores (pues su consumo es alto y debe considerarse la caída de tensión).

La aislación de los cableados también debe ser cuidada.

Los relés auxiliares como temporizadores, multiplicadores de contactos, relés biestables de bloqueo de cierre y enclavamiento de disparo, relés de disparo, etc. hacen a la entrada-salida entre equipos del sistema de protección y a sus lógicas.

Los relés modernos permiten realizar lógicas programables (tanto de protección como de control), que reducen las lógicas cableadas fuera de las protecciones, simplificando los cableados y mejorando la confiabilidad y disponibilidad y reduciendo el mantenimiento de relés auxiliares.

La comunicación entre IEDs (por ej. según norma IEC61850) permiten reducir los cableados entre equipos de la misma sección o de distintas secciones de una subestación. En vez de señales cableadas se mandan mensajes GOOSE.

Esto también lleva a la reducción de cableados de interconexión.

Aterramiento

Los neutros de los circuitos secundarios de medida de corriente y tensión deben estar aterrados en un solo punto.

Las cajas y gabinetes de los equipos (en particular los relés de protección y demás IEDs) y los propios paneles deben estar adecuadamente aterrados.

Los apantallados de los cables también deben ser adecuadamente aterrados.

El aterramiento debe ser efectivo tanto a frecuencia industrial como frente a los transitorios de alta frecuencia (producidos por maniobras, descargas atmosféricas, etc.).

Relés de protección o protecciones

Pueden verse como el centro de los sistemas de protección.

Los relés de protección modernos tienen funciones, capacidades y características que se tratan más adelante en detalle en el curso.

Tomas para ensayo.

Es altamente conveniente que los sistemas de protección tengan tomas de ensayo.

Se utilizan cuando se precisa ensayar o mantener un relé de protección. Mediante las tomas de ensayo se aísla momentáneamente a la protección del resto del sistema y de la instalación. Luego mediante la inserción de una ficha de ensayo en la toma de ensayo se conecta a la protección el equipo de inyección secundaria para ensayo (inyecta corrientes y tensiones al relé, maneja E/S digitales con el relé (disparo, etc.).

Hay fichas y tomas de ensayo que automatizan la actividad, cortocircuitando corrientes antes de abrirlas hacia el relé, abren las tensiones y señales de E/S, dan señal de que el relé está bajo prueba, etc.

Las actividades de ensayo podrían también hacerse desde las borneras del panel de protección si son adecuadas: seccionables, algunas cortocircuitables, con receptáculos para enchufar fichas banana, etc.

Pero la gran ventaja de las tomas y fichas de ensayo es que la manipulación es mínima y confiable. Terminado el ensayo se retira la ficha de ensayo de la toma de ensayo y se coloca su tapa. De esta manera el relé de protección vuelve a quedar operativo, minimizando la posibilidad de errores.

Si se ensayara desde borneras, habría por ej. que garantizar que todas las borneras que se abrieron fueron vueltas a cerrar.

Sincronización horaria

En la actualidad y cada vez más es un requisito crítico que los IEDs tengan su hora sincronizada. La sincronización de las oscilografías, eventos y alarmas de las protecciones con los de otras protecciones e IEDs es cada vez más una necesidad relevante.

Se trata específicamente en el curso más adelante.

Bibliografía y figuras:

- Protective Relaying Theory and Applications, W. A. Elmore.
- Network Protection & Automation Guide (NPAG), ALSTOM (2002 y 2011).
- Seminario: Relay Protection in Power Systems. Sture Lindahl, Lars Messing. SwedPower.

SELECTIVIDAD y PRINCIPIOS DE OPERACIÓN.

Selectividad

Es la capacidad de una protección para identificar la sección y/o fase(s) en falta de un sistema de potencia.

Protección de Selectividad Absoluta (unit protection).

También llamada protección de alcance definido.

Una protección cuya operación y su selectividad respecto de la sección protegida depende de la comparación de las cantidades eléctricas de cada uno de los extremos de la sección protegida.

La protección de selectividad absoluta NO provee respaldo.

Protección de Selectividad Relativa (non-unit protection).

También llamada protección con alcance indefinido.

Una protección cuya operación y su selectividad respecto de la sección protegida dependen de la medida de cantidades eléctricas en un extremo de la sección protegida, y en algunos casos depende del intercambio de señales de lógica entre los extremos.

La selectividad de la sección protegida por una protección de selectividad relativa puede depender de su ajuste, particularmente con respecto a tiempo.

La selectividad relativa está asociada al concepto de respaldo.

Las protecciones de selectividad relativa de una sección dada ven también los defectos en otras secciones cercanas. Por ello deben coordinarse con las protecciones de las otras secciones, de manera de lograr selectividad y brindar adecuado respaldo si es posible.

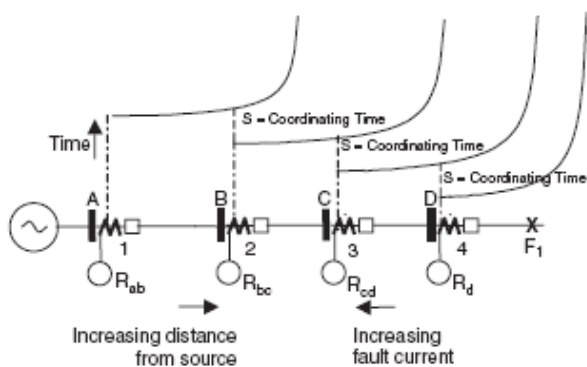


Figure 4.7 Relay coordination principles

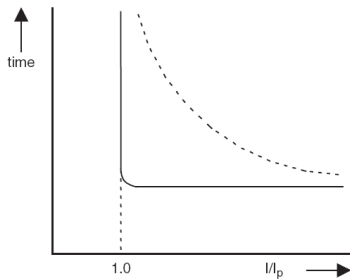
Principios Básicos de Operación de las Protecciones

Los principios de Nivel, Zona, Dirección, Distancia son los principales. Estos principios se utilizan solos o combinados para desarrollar funciones de protección.

Principio de Detección de Nivel.

Es el principio de protección más sencillo. Se compara la amplitud de una magnitud con una referencia o umbral.

Caso típico es la función de protección de sobrecorriente (50 y 51, $I >> e I >$).



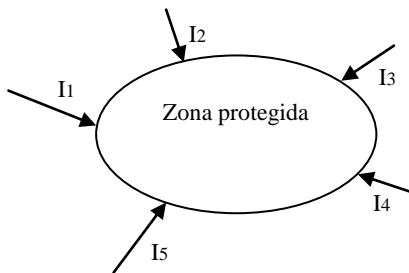
Por medir en un solo extremo del equipo protegido, el principio de detección de nivel es de selectividad relativa.

En el caso de sub y sobretensión (27 y 59, $U <$ y $U >$), sub y sobrefrecuencia (81, $f <$ y $f >$) puede no ser tan evidente el concepto de “extremo” y es más conveniente hablar de un “punto o lugar” de la sección protegida.

Otros ejemplos son subcorriente (37, $I <$), sobreflujo magnético (24, $\Phi >$).

Principio de Zona.

Se basa en la primera ley de Kirchoff: la suma de corrientes que confluyen en una zona dada es cero. $\sum_i I_i = 0$



El circuito o zona protegida (vigilada), está delimitada por los puntos donde se miden dichas corrientes (ubicación de los TIs).

Las corrientes se miden en todas las ramas que se conectan al equipo protegido (se protege más que al equipo, sino también a parte de las ramas).

Si no hay defecto o hay un defecto fuera de la zona vigilada, la suma de corrientes es cero.

Si hay una falta dentro de la zona protegida, la derivación de la corriente de falta no está siendo sumada a las demás (no pasa por ninguna rama sensada), entonces la suma de las corrientes medidas es distinta de cero.

Es claramente entonces un principio con selectividad absoluta.

Las funciones diferenciales (87) utilizan este principio de operación.

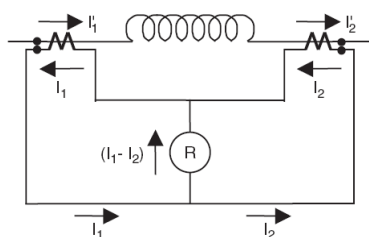
A veces ramas con corrientes despreciables o bajas no son medidas y esto se compensa o considera en la aplicación concreta del principio de zona.

Casos típicos de equipo protegido son:

Transformador, generador, bobinado de un transformador, línea o cable, motor, reactor, barra.

Se puede aplicar el principio a:

- una fase dada de un equipo (fase R de un transformador o línea),
- una zona de un equipo cuyas ramas medidas estén conectadas galvánicamente (bobinado de un transformador, generador)
- etc.



Para desarrollar este principio se pueden usar:

- Comparadores de fase
- Comparadores de amplitud

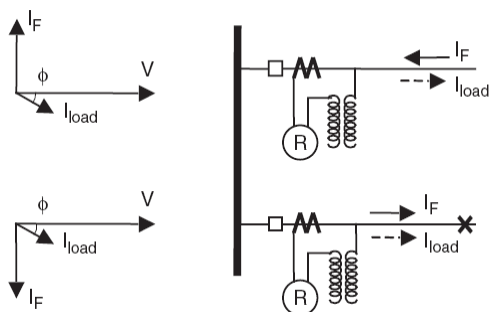
Principio de Dirección.

Una protección que detecta dirección puede discriminar si el defecto se encuentra a un lado u otro del punto de medida de corriente.

Por todo ello el principio de dirección es de selectividad relativa.

El principio de medición direccional se basa en la medida de potencia u otro similar.

Por lo tanto se precisa la medida de otra medida, generalmente una tensión (puede ser otra corriente).



La protección elabora una expresión función de las dos magnitudes medidas, en que se considera el argumento entre ellas.

La primera magnitud (corriente en el punto desde el que se quiere conocer la dirección) es la magnitud de operación.

De ella interesa el defasaje respecto de la referencia (magnitud de polarización).

La segunda magnitud (por ej. tensión generalmente) es la magnitud de polarización.

De ella importa fundamentalmente su argumento que se usa como referencia de ángulos. Y por supuesto importa que tenga un nivel significativo (que pueda ser usada como referencia).

Las funciones de protección direccionales como lo son sobrecorriente direccional ($67, I >$), potencia ($32, P >$) tanto de fases como de neutro usan este principio de operación.

La aplicación práctica del principio de dirección implica también un alcance máximo hasta el que puede medir dirección (hasta cuán lejos puede medir).

El alcance no es infinito en una dirección dada. Se detectan defectos en una dirección u otra hasta un punto dado por la sensibilidad de la protección y/o el ajuste de nivel implementado.

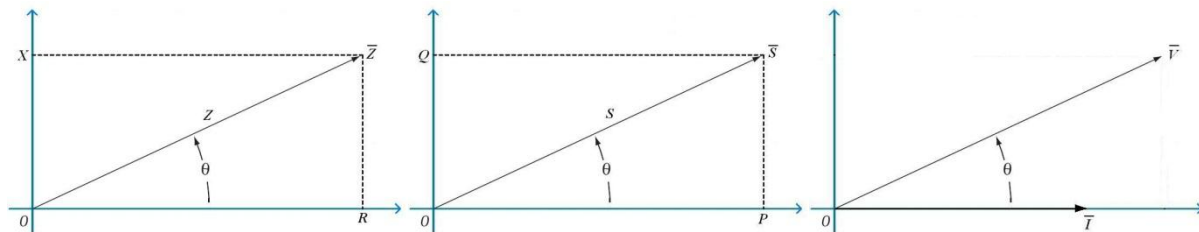
El ajuste de nivel implementado antes mencionado, se refiere a que muchas veces las funciones direccionales complementan el principio de dirección con el de nivel.

Importa entonces también la amplitud de la magnitud de operación (no solo su argumento).

También puede importar la amplitud de la magnitud de polarización (no solo su argumento).

El límite de sensibilidad, o punto hasta el que una función de protección direccional detecta defectos, se ve afectado por los errores de medida y fundamentalmente los cambios de configuración del sistema eléctrico. O sea que no es un punto fijo.

Nótese que en los tres planos (de impedancias, de potencias y de fasores V e I) el argumento θ (dirección) es el mismo.



$$\bar{Z} = Z_{\langle \theta \rangle} = \frac{V_{\langle \theta_v \rangle}}{I_{\langle \theta_i \rangle}} = \frac{V}{I_{\langle (\theta_v - \theta_i) \rangle}} \quad \bar{S} = \bar{V} \bar{I} = V_{\langle \theta_v \rangle} I_{\langle -\theta_i \rangle} = V I_{\langle (\theta_v - \theta_i) \rangle} = S_{\langle \theta \rangle} \quad \theta = \theta_v - \theta_i$$

Nota.

Cuando se utilizan los términos Lead (Adelanto) y Lag (Atraso) referidos a una carga (o su $\cos \varphi$), se trata del ángulo de la corriente respecto de la tensión. Es el ángulo opuesto al de \bar{Z} .

Principio de Distancia.

El principio de distancia determina si la distancia entre el punto de observación y el punto en que se produce el defecto es mayor, menor o igual que una distancia prefijada.

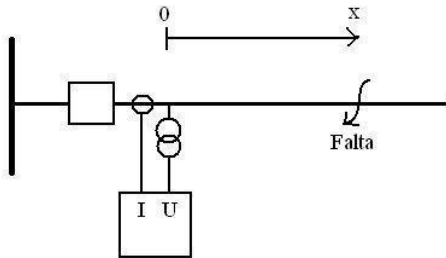
Por ello es un principio de selectividad relativa.

La medida de distancia se realiza midiendo impedancia. Se lo llama entonces principio de distancia o impedancia.

Por ello deben medirse corrientes y tensiones en un extremo del equipo protegido.

Este principio se utiliza para proteger líneas aéreas, cables subterráneos, transformadores, etc.

El origen de distancia está determinado por el punto en que se mide la tensión.



Normalmente se compara contra la impedancia directa (o de secuencia positiva).

Z - impedancia directa desde el punto observado hasta el cortocircuito

z - impedancia directa de la línea, en Ω/km

x - distancia desde el punto observado hasta el cortocircuito

$$x_{[km]} = \frac{Z_{[\Omega]}}{z_{[\Omega/km]}}$$

En una línea aérea uniforme (ideal) o un cable subterráneo, la impedancia es proporcional a su longitud.

Se puede deducir que la distancia al cortocircuito, para distintos casos es:

Para defecto trifásico:

$$x = \frac{1}{z} \times \frac{U_{AN}}{I_A}$$

Para defecto bifásico B-C:

$$x = \frac{1}{z} \times \frac{U_{BN} - U_{CN}}{I_B - I_C}$$

Para defecto monofásico A-N:

$$x = \frac{1}{z} \times \frac{U_{AN}}{I_A + K_0 \times I_N}$$

Se supuso:

- Cortocircuitos con resistencia nula
- Circuito sencillo (alimentación desde un solo extremo)

En casos de sistemas eléctricos más complejos el principio también es utilizable.

Las funciones de protección de distancia o impedancia ($21, Z<$) usan este principio de operación

Bibliografía y figuras:

- Power System Relaying. Stanley H. Horowitz, Arun G. Phadke.
- Curso Medidas y Protección en Sistemas Eléctricos de Potencia (IIE-FING-UdelaR). Jorge L. Alonso.
- Network Protection & Automation Guide (NPAG), ALSTOM (2002 y 2011).

CLASIFICACIÓN DE RELÉS

Según su Función

Relé de protección

Detecta defectos y condiciones anormales y generalmente dispara interruptores, además de dar alarma, etc.

Relé de monitoreo

Verifica condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protección.
No manda abrir interruptores.
Por ej. detector de faltas, unidad de alarma, monitoreo de canales de protección, verificación de sincronismo, coincidencia de fases, supervisión de circuitos de disparo.

Relé de recierre

Establece una secuencia de cierre del interruptor, luego de su disparo por protección.
Al recierre automático también se lo llama reconexión automática.

Relé de regulación

Se activa cuando parámetros operativos se desvían de los límites predeterminados.
Trabaja vinculado al control de equipos.

Relé auxiliar

Opera como consecuencia de las señales de apertura o cierre de un circuito, para suplementar la acción de otro relé o dispositivo.
Por ej. temporizadores, multiplicadores de contactos, relés de sellado (seal-in) y señalización, relés biestables de bloqueo de cierre y enclavamiento de disparo, relés aisladores, relés de disparo, relés de apertura, etc.

Relé de sincronismo

Asegura las condiciones apropiadas para la interconexión de dos secciones de un sistema eléctrico.

Hoy en los relés modernos es más exacto hablar de funciones de protección en un relé de protección, que referirse a relés de protección como funciones aisladas.

Este curso trata de los relés de protección, así como de relés de recierre y de sincronización pues sus funciones están íntimamente asociadas a las funciones de protección.
En los relés modernos las funciones de recierre y sincronización están incorporadas dentro de los relés de protección. Los sistemas de protección cuentan además con otros tipos de relés y funciones: monitores (relés de supervisión de circuitos de disparo), relés auxiliares (disparo, enclavamiento y bloqueo, etc.)

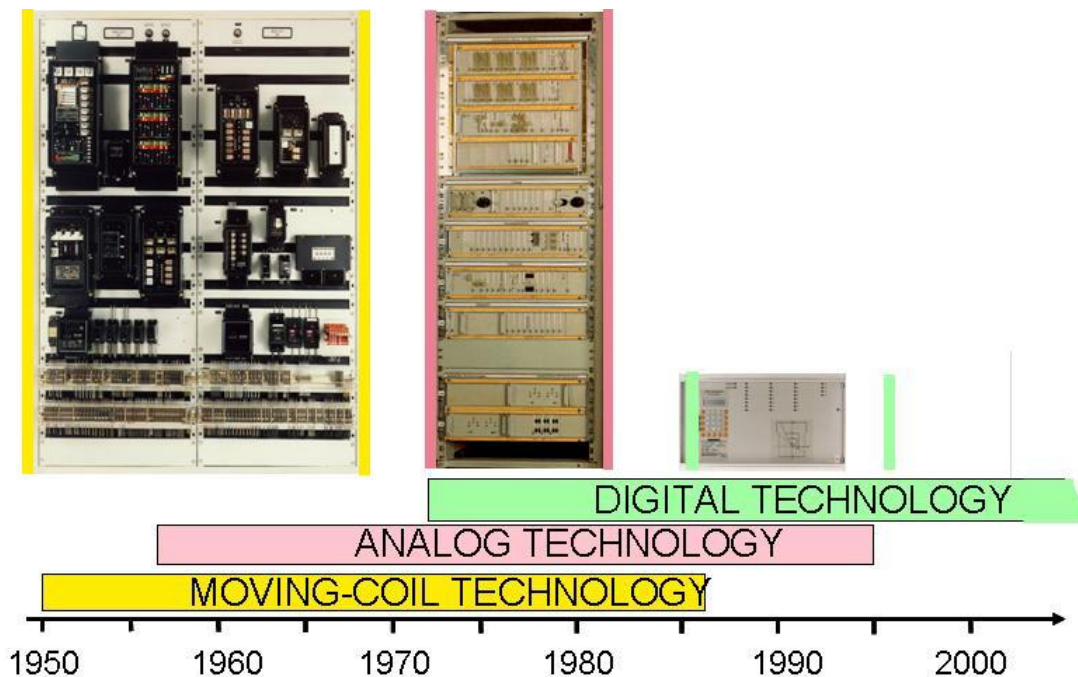
TERMINOLOGÍA

El equipo: Protección o Relé de Protección (Protection or Protection Relay)

La acción: Protección (Protection or Protective Relaying)

Por su Tecnología

- Primarios.
 - Electromecánicos
- Secundarios
 - Electromecánicos
 - Electrónicos o estáticos (analógicos y digitales, electrónica discreta e integrada)
 - Digitales microprocesados
 - Numéricos



Relés primarios.

Son relés que miden una sola magnitud a nivel primario.

No hay aislación galvánica entre la entrada y la salida, ya que miden del propio sistema de potencia y operan sobre el mismo en forma mecánica.

El ejemplo típico es el relé de sobrecorriente.

Están en desuso y eran para baja y media tensión, no para alta tensión.

Relés electromecánicos.

Los primeros relés de protección electromecánicos son de principios del siglo XX.

Se basan en que debido a un estímulo eléctrico se producen fuerzas electromecánicas que causan la operación de un contacto del relé.

Dicha fuerza es producida por el flujo de corriente en uno o más bobinados en uno o más núcleos magnéticos.

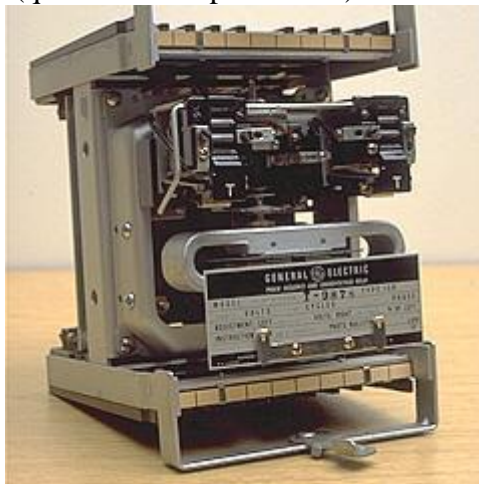
Su principal ventaja respecto a los relés primarios y fusibles es que hay aislación galvánica entre la entrada y la salida.

Hay de distintas variantes según su principio concreto de operación o cómo se aplica el mismo:

- Relés de atracción de armadura
- Relés de disco o copa de inducción.
- Relés de bobina móvil
- Relés térmicos
- Relés operados por motor.
- etc.

Solo los 2 primeros tipos subsisten hoy en día (atracción de armadura y disco de inducción).

En particular el principio electromecánico de atracción de la armadura es el que se utiliza en los relés auxiliares, biestables, etc. (que no son de protección).



Son relés que generalmente cumplen una única función por dispositivo o caja.

Relés electrónicos (estáticos)

Surgen en los comienzos de los '60 con el uso de la electrónica analógica discreta sustituyendo a las bobinas y núcleos magnéticos como herramientas para lograr las características y principios de protección.

Inicialmente se usaban transistores y diodos para realizar comparadores, amplificadores, cuadradores, funciones lógicas, etc.

Posteriormente hay una segunda era de protecciones pero ya con circuitos integrados lineales y digitales (amplificadores operacionales, compuertas, flip-flops, etc.). Surgen también las funciones lógicas más elaboradas.

Pese a llamarse estáticos, por supuesto que tienen partes móviles por ej. sus relés de salida. No hay elementos móviles para obtener los principios de operación.

Básicamente los relés electrónicos mantenían los conceptos de protección de los relés electromecánicos. Se puede ver como una sustitución tecnológica caja a caja de los relés electromecánicos.

Se seguía manteniendo una función por dispositivo o caja, excepto cuando se agrupaban funciones similares (por ej. 3 sobrecorriente de fase y a de neutro en un solo dispositivo, lo que no era común en relés electromecánicos).



El cambio de ajustes era más sencillo y flexible (dip-switches, potenciómetros, etc.)

El consumo sobre los circuitos de medida bajó radicalmente, reduciendo los requerimientos sobre los transformadores de medida.

Aumentaron los problemas con la interferencia electromagnética y el ambiente ruidoso que es una subestación.

Su calibración y reparación dejó de ser una actividad de campo, pasándose a realizar en laboratorio.

Su fuente de alimentación pasó a ser un elemento crítico, que debía ser altamente confiable.

Pero tenían supervisión de la fuente de alimentación y contacto de alarma ante su falla.

Relés digitales.

Con la aparición del microprocesados y la computación, se empezó a aplicar esta tecnología a los relés de protección en los años '80.

Las funciones de protección se implementan en programas y algoritmos programados.

El procesamiento de las señales analógicas (corrientes y tensiones) puede ser al menos de dos maneras:

- Se rectifican y se realiza una conversión analógica digital (A/D). De allí en adelante se utilizan esos valores para los algoritmos de operación (comparadores de amplitud).
- Se cuadran las señales analógicas. Luego circuitos lógicos o el microprocesador se compara las fases de las señales cuadradas y desarrolla los algoritmos de operación (comparadores de fase).



Las capacidades y velocidades de procesamiento y memoria de datos eran reducidas, lo que limitaba las aplicaciones y cantidades de las mismas a incorporar.

No son más rápidos que los relés de tecnologías anteriores, pero ese tiempo extra de procesamiento no aumenta significativamente el tiempo total de operación del sistema de protección. Surgen las funciones de autodiagnóstico (watch-dog) además que la de pérdida de alimentación.

Relés numéricos.

Los relés numéricos son relés microprocesados que mediante el muestreo de las magnitudes eléctricas medidas varias veces por ciclo, la retención de dichos valores instantáneos (sample & hold o S/H) y su posterior conversión analógica digital (A/D), desarrollan sofisticados algoritmos de protección mediante técnicas numéricas (por ej. calcular fasores de las magnitudes medidas y a partir de ellos desarrollar algoritmos de protección).

La alta capacidad y velocidad de procesamiento y memoria que existe en el estado actual de la computación permiten este desarrollo y el muestreo varias veces por ciclo.

Generalmente se usa procesadores especializados en el procesamiento digital de información (DSP o digital signal processor). Las señales se procesan en tiempo real.

Las capacidades de E/S y comunicación también crecen, junto con el desarrollo del software de aplicación para gestión.

Los avances tecnológicos y aumentos de velocidad, y ancho de banda de las comunicaciones, potencian los aumentos en velocidad y capacidad de procesamiento y memoria de las protecciones numéricas.

Se pueden implementar un número muy importante de funciones de protección en un sólo equipo, tanto principales, de respaldo, como auxiliares o de monitoreo. Son sumamente flexibles en el ajuste y configuración, y tienen auto-supervisión.

Cada función es típicamente una rutina o algoritmo computacional.

En la actualidad son protecciones confiables tanto en software como en hardware, siendo tan confiables como relés de otras tecnologías.

Los costos decrecen o al menos los costos se mantienen para un aumento de funcionalidades y prestaciones.



CARACTERÍSTICAS DE LOS RELÉS NUMÉRICOS.

Los relés numéricos de protección modernos tienen las siguientes funciones, capacidades y características:

- Flexibilidad (muchas de las siguientes características hacen a esta flexibilidad)
- Integración.
 - Varias funciones de protección – relés multifunción (detectar y despejar las faltas y condiciones anormales predefinidas),
 - funciones principales y de respaldo (e incluso de monitoreo)
 - amplios rangos de ajuste
 - Puede integrar funciones de control y monitoreo
 - Múltiples grupos de ajustes (seleccionables o conmutables por hardware y software)
 - Lógicas y configuraciones lógicas definidas por el usuario (tanto de protección como de control)
 - Cada magnitud se mide una vez y las utilizan todas las funciones de protección
 - A veces funciones de mando y control (protección y control integrado, protection and automation, sobre todo en MT),
 - No son necesarios TIs auxiliares (las correcciones de amplitud, defasaje y filtrado de armónicos se realizan en el propio relé),
 - Disminución de espacio en los paneles (múltiples funciones, lógicas, etc.)
- Protección adaptativa y lógicas adaptativas
- Señalización y alarmas visuales (propias y salidas a otros equipos por comunicación y/o cableado)
- Interfase humano-máquina (HMI) (display y teclado),
- Comunicación para su gestión (local y a distancia),
- Localización de faltas (protección de líneas y cables),
- Sincronización horaria (GPS, IRIG-B o IEEE 1588),
- Registro oscilográfico de faltas y condiciones anormales. Consiste en el registro de valores instantáneos de tensiones y corrientes de falta y pre-falta (post-trigger y pre-trigger) durante varios ciclos, de manera de poder analizar luego lo ocurrido en el sistema de potencia,
- Registro Cronológico de Eventos (RCE), también llamado Sequence of Events (SOE) o Sequence Events Report (SER)
 - de las funciones de protección (arranques, disparos, bloqueos, etc.)
 - de falla o defecto interno
 - otros eventos (cambio de ajustes, pérdida de referencia temporal, reinicio, etc.)
- Medida de magnitudes de servicio on-line
- Baja carga a los circuitos de medida de corriente y tensión.
- Las magnitudes residuales pueden calcularse en vez de (o además de) medirse
- Chequeos
 - Supervisión de coherencia de las medidas de corrientes y tensiones trifásicas, detección de falla en transformadores de medida y circuitos secundarios
 - Detección de saturación de los TIs.
 - Supervisión de circuitos disparos,
 - Supervisión de posición de interruptores y seccionadores,
 - Supervisión del estado de interruptores (cantidad de aperturas, I^2t acumulado, etc.)
 - Auto-supervisión muy exhaustiva y alarma de falla interna,
 - Supervisión de la calidad de la continua de alimentación.
- Funciones de ensayo (forzado de salidas, forzado de señales internas, verificación y forzado de entradas digitales, debug de lógicas, modo ensayo para habilitar y deshabilitar funciones, etc.)

- Posibilidad de actualizar el firmware (software interno, corrección de bugs, nuevas funcionalidades)

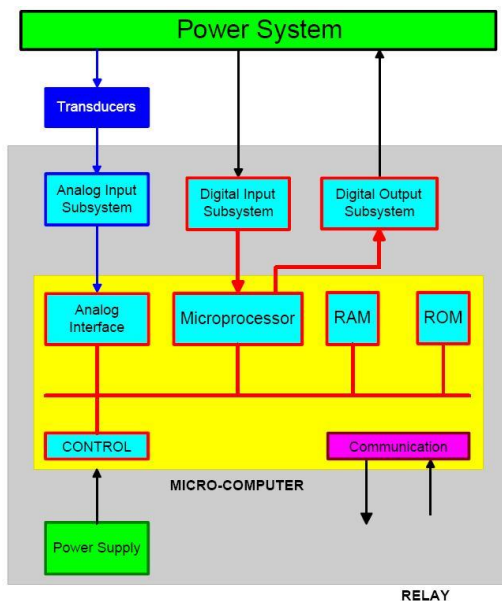
Algunas dificultades o inconvenientes que presenta la tecnología moderna son:

- Genera cantidades enormes de datos, que deben poder ser información
- Gran complejidad (para entender funcionamiento y relaciones, implementar ajustes, implementar lógicas, lógicas y funciones adaptivas, IEC61850, ensayo, etc.)
- Vida útil limitada.
 - Depende de la obsolescencia tecnológica (nuevas necesidades, funcionalidades o compatibilidades no cubiertas)
 - La vida de los componentes (que son productos comerciales) limita la confiabilidad y disponibilidad.
- La integración de funciones, lógicas, protección y control integrados, aumenta la susceptibilidad a las fallas de modo común y afecta la confiabilidad.
- Susceptibilidad a interferencia de radio (RFI) y electromagnética (EMI). El rechazo es muy bueno, pero menor que en algunas tecnologías previas.

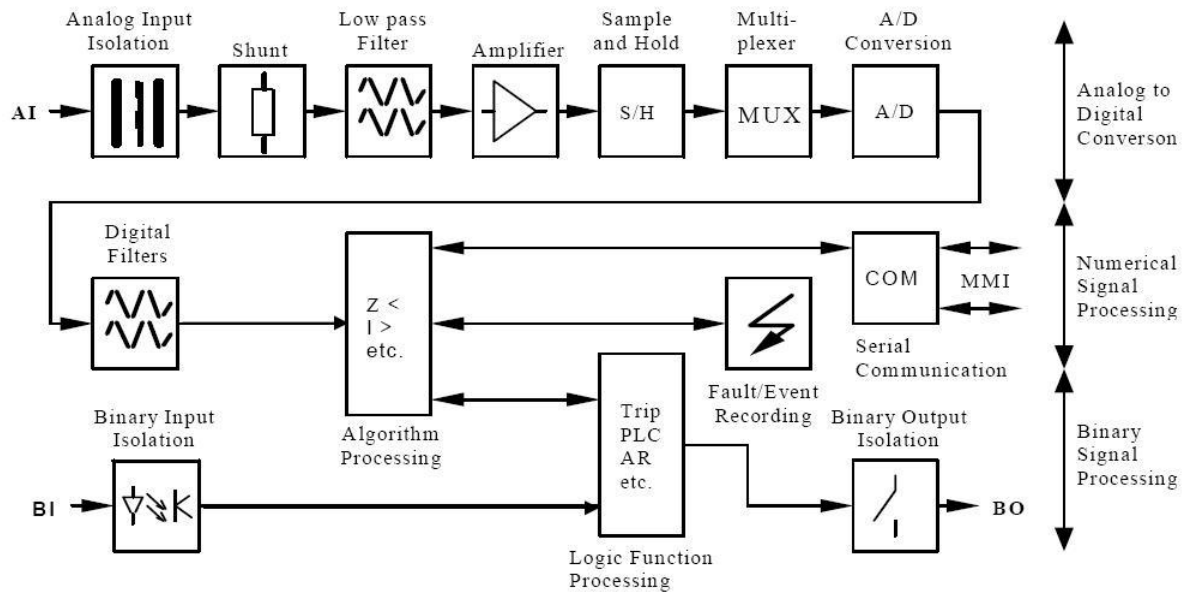
BLOQUES FUNCIONALES PRINCIPALES DE UN RELÉ NUMÉRICO TÍPICO.

Los relés numéricos son relés microprocesados que calculan sus algoritmos mediante técnicas numéricas.

Los relés numéricos generalmente pueden representarse con el siguiente diagrama de bloques.



A continuación se muestra otro diagrama en bloques más detallado de un relé microprocesado típico.



Las salidas de los transformadores de medida de corriente y tensión (1 o 5 Aac nominales, 100 o $100/\sqrt{3}$ hasta 200 o $200/\sqrt{3}$ Vac nominales) se aplican a las entradas analógicas de las protecciones.

El subsistema de entradas analógicas:

- Aísla al relé de los circuitos secundarios de medida,
- Reduce el nivel de las tensiones,
- Convierte las corrientes en tensiones proporcionales,
- Elimina las componentes de alta frecuencia de las señales mediante filtros analógicos pasabajo (antialiasing).

Las tensiones de salida del subsistema anterior, son aplicadas a la interfase analógica que realiza las siguientes funciones sobre las señales:

- Muestrearlas (sample and hold o S/H),
- Multiplexarlas
- Realizar su conversión analógica-digital (A/D o ADC)

convirtiendo los valores analógicos en sus equivalentes valores digitales que son guardados en memoria RAM.

Dado que los conversores A/D manejan solamente tensiones, el subsistema de entradas analógicas convierte las corrientes en tensiones utilizando resistores de precisión.

El subsistema de entradas digitales (o binarias) envía el estado de interruptores, seccionadores, etc. del sistema de potencia, señales de teleprotección, etc. a la memoria RAM.

Las entradas son optoacopladas de manera de aislar a la protección del sistema de potencia.

El algoritmo de protección (parte del software del relé) procesa la información adquirida usando técnicas de procesamiento numérico de señales para estimar:

- Amplitudes
- Ángulos

de los fasores de voltaje y corriente, y a veces para también estimar la

- Frecuencia del sistema.

Estas magnitudes son manejadas utilizando los principios de operación (nivel, zona, dirección, distancia, etc.) y algoritmos específicos, calculando otras magnitudes o resultados (por ej. impedancias) y comparándolos con los ajustes (settings) predefinidos en la protección, para así determinar si el equipo o sistema protegido experimenta una falta o condición anormal de funcionamiento, o no.

Existen otros algoritmos de protección que no calculan fasores, sino que trabajan en el dominio del tiempo (por ej. estimación de parámetros del sistema, ondas viajeras, etc.).

Las lógicas programables complementan este módulo brindando flexibilidad y posibilidades de automatización y control.

El subsistema de salida digital envía las salidas de disparo a los interruptores en caso de falta o condición anormal, así como otras órdenes y señales (recierre, alarmas, teleprotección, etc.)

Tanto las entradas como las salidas digitales, así como magnitudes analógicas pueden ser intercambiadas con otros equipos mediante protocolos de comunicación, por ejemplo DNP3, IEC 61850.

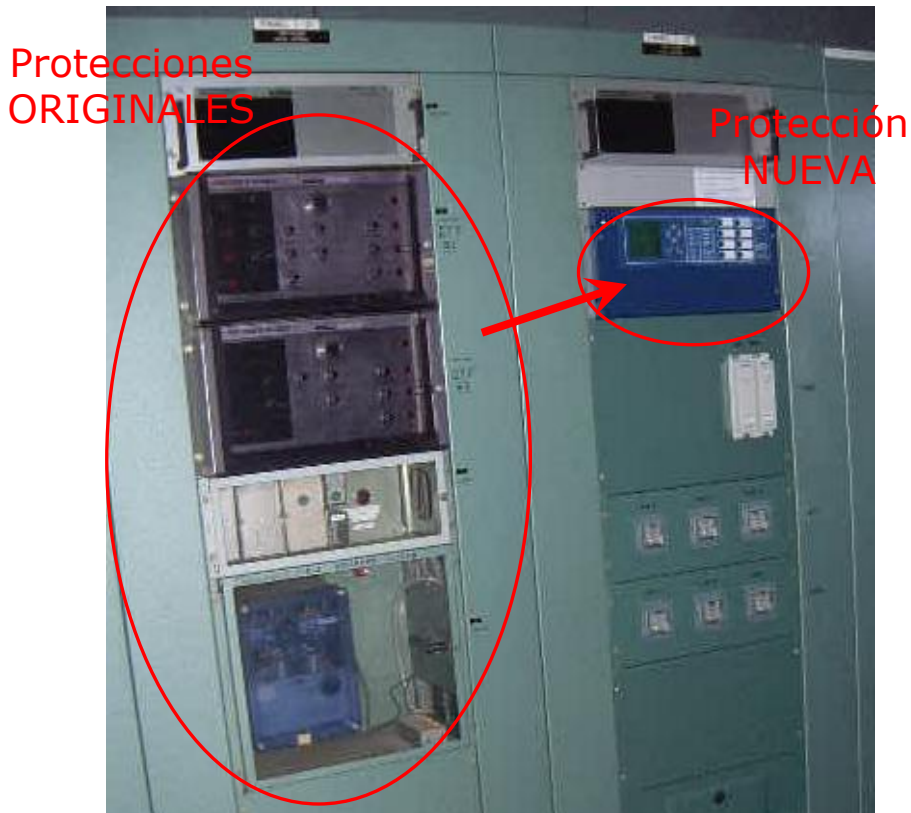
Los ajustes (settings), configuraciones, lógicas y otra información vital son almacenados en memoria no volátil (EPROM, E²PROM, etc.).

La memoria RAM es usada para almacenar información temporal.

Los relés computarizados generalmente tiene una pila o batería interna que permite, ante la pérdida de la alimentación externa al relé de protección, mantener ciertas funcionalidades o datos que no se guarden en E²PROM. Por ej. se mantiene operativo el reloj interno, por lo que la protección no pierde la hora durante una pérdida de alimentación, se conservan los registro oscilográficos y la lista de eventos, etc.

Dimensiones.

Nótese el ahorro de espacio al sustituir todos los relés estáticos de protección de un sistema por un solo relé numérico. Además el nuevo relé agrega funciones que no tenía el sistema original.



El tema relés numéricos se ve con más profundidad en otro capítulo del curso

Bibliografía y figuras:


























- Network Protection & Automation Guide (NPAG), ALSTOM (2002 y 2011).
- Protective Relaying Theory and Applications, W. A. Elmore.
- Power System Relaying. Stanley H. Horowitz, Arun G. Phadke.

Anexo 1: SÍMBOLOS GRÁFICOS PARA DIAGRAMAS

SÍMBOLOS GRÁFICOS PARA DIAGRAMAS (IEC 60617)

NUMEROS DE LAS FUNCIONES DE LOS DISPOSITIVOS (ANSI / IEEE C37.2)

Aplicación de ambas normas a algunas funciones de protección.

Description	ANSI	IEC 60617	Description	ANSI	IEC 60617
Overspeed relay	12		Inverse time earth fault overcurrent relay	51G	
Underspeed relay	14		Definite time earth fault overcurrent relay	51N	
Distance relay	21		Voltage restrained/controlled overcurrent relay	51V	
Overtemperature relay	26		Power factor relay	55	
Undervoltage relay	27		Overvoltage relay	59	
Directional overpower relay	32		Neutral point displacement relay	59N	
Underpower relay	37		Earth-fault relay	64	
Undercurrent relay	37		Directional overcurrent relay	67	
Negative sequence relay	46		Directional earth fault relay	67N	
Negative sequence voltage relay	47		Phase angle relay	78	
Thermal relay	49		Autoreclose relay	79	
Instantaneous overcurrent relay	50		Underfrequency relay	81U	
Inverse time overcurrent relay	51		Overfrequency relay	81O	
			Differential relay	87	

Del manual: Network Protection & Automation Guide (NPAG), ALSTOM (2002).

IEEE C37.2 Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations

- 1 — master element
- 2 — time-delay starting or closing relay
- 3 — checking or interlocking relay
- 4 — master contactor
- 5 — stopping device
- 6 — starting circuit breaker
- 7 — rate-of-change relay
- 8 — control power disconnecting device
- 9 — reversing device
- 10 — unit sequence switch
- 11 — multifunction device**
- 12 — overspeed device
- 13 — synchronous-speed device
- 14 — underspeed device
- 15 — speed or frequency matching device
- 16 — not used
- 17 — shunting or discharge switch
- 18 — accelerating or decelerating device
- 19 — starting-to-running transition contactor
- 20 — electrically operated valve
- 21 — distance relay**
- 22 — equalizer circuit breaker
- 23 — temperature control device
- 24 — volts per hertz relay**
- 25 — synchronizing or synchronism-check relay**
- 26 — apparatus thermal device
- 27 — undervoltage relay**
- 28 — flame detector
- 29 — isolating contactor or switch
- 30 — annunciator relay
- 31 — separate excitation device
- 32 — directional power relay**
- 33 — position switch
- 34 — master sequence device
- 35 — brush-operating or slip-ring short-circuiting device
- 36 — polarity or polarizing voltage device
- 37 — undercurrent or underpower relay
- 38 — bearing protective device
- 39 — mechanical condition monitor
- 40 — field relay**
- 41 — field circuit breaker
- 42 — running circuit breaker
- 43 — manual transfer or selector device
- 44 — unit sequence starting relay
- 45 — atmospheric condition monitor
- 46 — reverse-phase or phase-balance current relay**
- 47 — phase-sequence or phase-balance voltage relay
- 48 — incomplete sequence relay
- 49 — machine or transformer thermal relay**
- 50 — instantaneous overcurrent relay**
- 51 — ac time overcurrent relay**
- 52 — ac circuit breaker**
- 53 — exciter or dc generator relay
- 54 — turning gear engaging device
- 55 — power factor relay
- 56 — field application relay
- 57 — short-circuiting or grounding device
- 58 — rectification failure relay
- 59 — overvoltage relay**
- 60 — voltage or current balance relay
- 61 — density switch or sensor
- 62 — time-delay stopping or opening relay
- 63 — pressure switch
- 64 — ground detector relay**
- 65 — governor
- 66 — notching or jogging device
- 67 — ac directional overcurrent relay**
- 68 — blocking or “out-of-step” relay**
- 69 — permissive control device
- 70 — rheostat
- 71 — level switch
- 72 — dc circuit breaker
- 73 — load-resistor contactor
- 74 — alarm relay
- 75 — position changing mechanism
- 76 — dc overcurrent relay
- 77 — telemetering device
- 78 — phase-angle measuring relay**
- 79 — reclosing relay**
- 80 — flow switch
- 81 — frequency relay**
- 82 — dc load-measuring reclosing relay
- 83 — automatic selective control or transfer relay
- 84 — operating mechanism
- 85 — carrier or pilot-wire relay
- 86 — lockout relay**
- 87 — differential protective relay**
- 88 — auxiliary motor or motor generator
- 89 — line switch**
- 90 — regulating device
- 91 — voltage directional relay
- 92 — voltage and power directional relay
- 93 — field-changing contactor
- 94 — tripping or trip-free relay**
- 95–99 — used only for specific applications

Main device

The following letters denote the main device to which the numbered device is applied or is related:

C	Capacitor /condenser/compensator/carrier current/case/compressor
F	Feeder/field /filament/filter/fan
G	Generator/ground
L	Line /logic
M	Motor /metering
N	Network/ neutral
P	Pump/ phase comparison
R	Reactor /rectifier/room
S	Synchronizing /secondary/strainer/sump/suction (valve)
T	Transformer /thyatron
TH	Transformer (high-voltage side)
TL	Transformer (low-voltage side)

Suffix N is preferred when the device is connected in the residual of a polyphase circuit, is connected across a broken delta, or is internally derived from the polyphase current or voltage quantities.

The suffix G is preferred where the measured quantity is in the path to ground or, in the case of ground fault detectors, is the current flowing to ground.

Auxiliary, position, and limit switch contacts

The letters *a* and *b* shall be used for all auxiliary, position, and limit switch contacts for such devices and equipment as circuit breakers, contactors, valves and rheostats, and contacts of relays as follows:

- *a* Contact that is open when the main device is in the standard reference position, commonly referred to as the nonoperated or de-energized position, and that closes when the device assumes the opposite position
- *b* Contact that is closed when the main device is in the standard reference position, commonly referred to as the nonoperated or de-energized position, and that opens when the device assumes the opposite position

On electrical diagrams, the *b* contacts of all devices, including those of relays and those with suffix letters or percentage figures, should be shown as closed contacts, and all *a* contacts should be shown as open contacts. The use of the single letters *a* and *b* with the contact representation is generally superfluous on the diagrams. However, these letters are a convenient means of reference in the text of instruction books, articles, and other publications.

Standard reference positions of devices

Device	Position
Contactors (see *)	De-energized position
Contactors (latched-in type)	Main contacts open
Power circuit breaker	Main contacts open
Reclosure	Main contactor open
Relay (see *)	De-energized position
Relay (latched-in type)	(see **)
Valve	Closed position

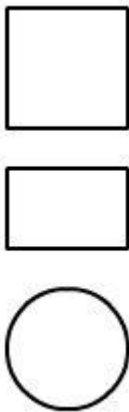
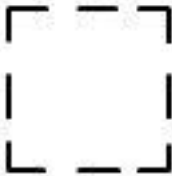

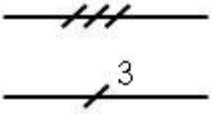


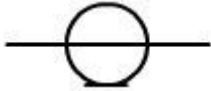
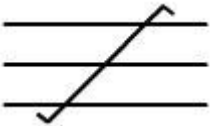


* These electrically operated devices are of the nonlatched-in type, whose contact position is dependent only upon the degree of energization of the operating, restraining, or holding coil or coils that may or may not be suitable for continuous energization. The de-energized position of the device is that with all coils deenergized


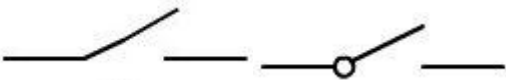


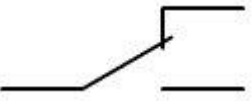
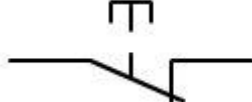
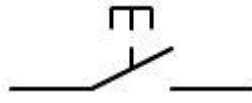
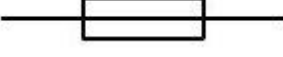


** In the case of latched-in or hand-reset relays, which operate from protective devices to perform the shutdown of a piece of equipment and hold it out of service, the contacts should preferably be shown in the normal, nonlockout position.

In general, any devices, such as electrically operated latched-in relays, that have no de-energized or nonoperated position and have not been specifically covered, should have their contacts shown in the position most suitable for the proper understanding of the operation of the devices in the equipment. Sufficient description should be present, as necessary, on the elementary diagram to indicate the contact operation.⁸


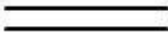



Anexo 2: SÍMBLOS EXTRAIDOS DE LA NORMA IEC 60617

ELEMENTOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN BÁSICOS

	<p>Objeto(contorno de un Objeto)</p> <p>Por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Equipo - Dispositivo - Unidad funcional - Componente - Función <p>Deben incorporarse al símbolo o situarse en su proximidad otros símbolos o descripciones apropiadas para precisar el tipo de objeto. Si la representación lo exige se puede utilizar un contorno de otra forma</p>
	<p>Pantalla , Blindaje</p> <p>Por ejemplo, para reducir la penetración de campos eléctricos o electromagnéticos. El símbolo debe dibujarse con la forma que convenga.</p>
	<p>Conductor</p>
<p>L1 <u>3N~380V,50Hz</u></p> <p>L2 _____</p> <p>L3 _____</p> <p>N _____</p> <p>3(1x120)+1x70</p>	<p>Conductor</p> <p>Se pueden dar informaciones complementarias. Ejemplo: circuito de corriente trifásica, 380 V, 50 Hz, tres conductores de 120 mm², con hilo neutro de 70 mm²</p>
	<p>Conductores(unifilar)</p> <p>Las dos representaciones son correctas Ejemplo: 3 conductores</p>
	<p>Conexión flexible</p>
	<p>Conductor apantallado</p>
	<p>Cable coaxial</p>
	<p>Conexión trenzada</p> <p>Se muestran 3 conexiones</p>
	<p>Unión</p> <p>Punto de conexión</p>
	<p>Terminal</p>

	Regleta de terminales Se pueden añadir marcas de terminales
	Interruptor normalmente abierto (NA). Cualquiera de los dos símbolos es válido.
	Interruptor normalmente cerrado (NC).
	Interruptor automático. Símbolo general.
	Conmutador
	Pulsador normalmente cerrado
	Pulsador normalmente abierto
	Fusible
	Fusible-Interruptor
	Pararrayos

ACOPLAMIENTOS MECÁNICOS

	Conexión, mecánica, hidráulica, óptica o funcional. La longitud puede ajustarse a lo necesario.
	Conexión, mecánica, hidráulica, óptica o funcional. Sólo se utiliza cuando no puede utilizarse la forma anterior.
	Acción retardada. Forma 1 y forma 2
	Con retorno automático. El triángulo se dirige hacia el sentido del retorno.
	Trinquete, retén o retorno no automático.

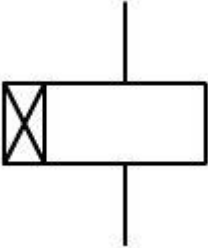
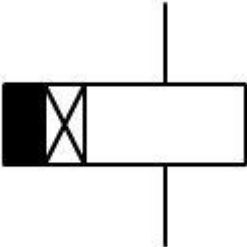
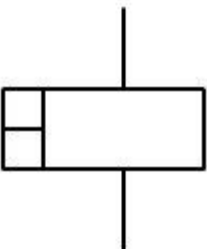
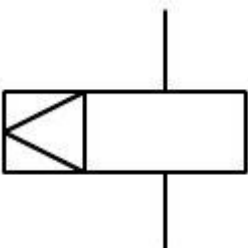
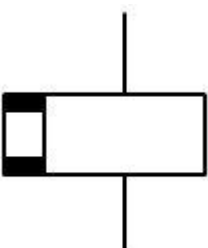
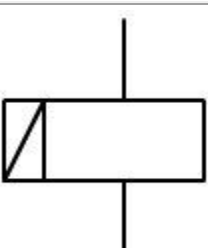
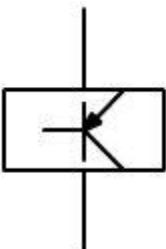
	Dispositivo para mantener una posición dada.
--	--

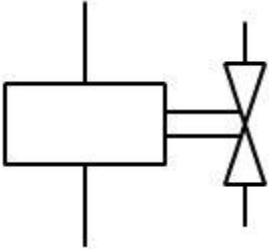
ACCIONADORES DE DISPOSITIVOS

	Accionador manual, símbolo general
	Mando rotatorio. Selectores, interruptores.
	Mando de pulsador. Pulsadores
	Accionamiento por efecto electromagnético. Relé.
	Accionamiento por un dispositivo electromagnético para protección contra sobreintensidad
	Accionamiento por un dispositivo térmico para protección contra sobreintensidad
	Mando por motor eléctrico







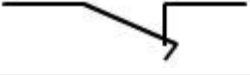


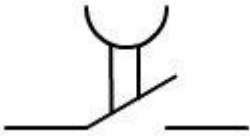


RELÉS

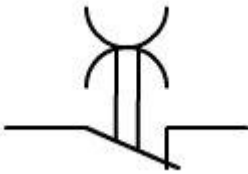
	<p>Bobina de relé, contactor u otro dispositivo de mando, símbolo general.</p> <p>Cualquiera de los dos símbolos es válido.</p> <p>Si un dispositivo tiene varios devanados, se puede indicar añadiendo el número de trazos inclinados en el interior del símbolo.</p>
	<p>Ejemplo: Dispositivo de mando con dos devanados separados. Forma 1 y forma 2</p>
	<p>Dispositivo de mando retardado a la desconexión. Desconexión retardada al activar el mando.</p>

	<p>Dispositivo de mando retardado a la conexión. Conexión retardada al activar el mando.</p>
	<p>Dispositivo de mando retardado a la conexión y a la desconexión. Conexión retardada al activar el mando y también al desactivarlo.</p>
	<p>Mando de un relé rápido. Conexión y desconexión rápidas (relés especiales).</p>
	<p>Mando de un relé de enclavamiento mecánico. Telerruptor</p>
	<p>Mando de un relé polarizado.</p>
	<p>Mando de un relé de remanencia.</p>
	<p>Mando de un relé electrónico.</p>

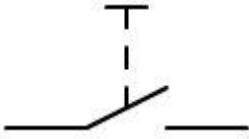
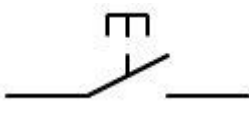
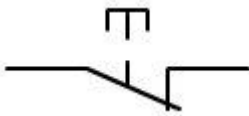
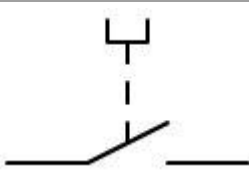
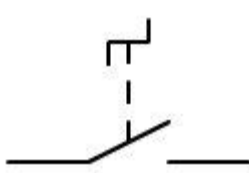
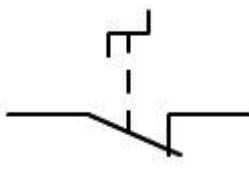
	<p>Bobina de una electroválvula.</p>
---	---

CONTACTOS DE ELEMENTOS DE CONTROL





	<p>Interruptor normalmente abierto (NA).</p>
	<p>Interruptor normalmente cerrado (NC).</p>
	<p>Conmutador.</p>
	<p>Contacto inversor solapado. Cierra el NO antes de abrir NC</p>
	<p>Contacto (de un conjunto de varios contactos) de cierre adelantado respecto a los demás contactos del conjunto.</p>
	<p>Contacto (de un conjunto de varios contactos) de cierre retrasado respecto a los demás contactos del conjunto.</p>
	<p>Contacto (de un conjunto de varios contactos) de apertura retrasada respecto a los demás contactos del conjunto.</p>
	<p>Contacto (de un conjunto de varios contactos) de apertura adelantada respecto a los demás contactos del conjunto.</p>
	<p>Contacto de cierre retardado a la conexión de su dispositivo de mando. Temporizador a la conexión</p>
	<p>Contacto de cierre retardado a la desconexión de su dispositivo de mando. Temporizador a la desconexión</p>
	<p>Contacto de apertura retardado a la conexión de su dispositivo de mando. Temporizador a la conexión</p>
	<p>Contacto de apertura retardado a la desconexión de su dispositivo de mando. Temporizador a la desconexión</p>

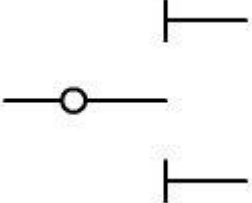
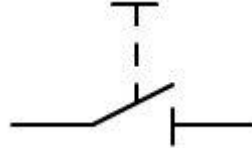

	Contacto de cierre retardado a la conexión y también a la desconexión de su dispositivo de mando.
---	--

CONTACTOS DE ACCIONADORES DE MANDO MANUAL


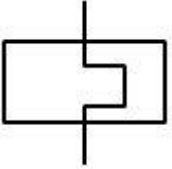
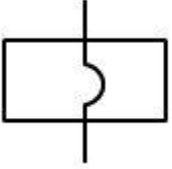
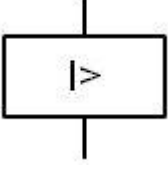
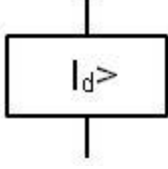
	Contacto de cierre de control manual, símbolo general Interruptor de mando
	Pulsador normalmente abierto. (retorno automático)
	Pulsador normalmente cerrado. (retorno automático)
	Interruptor girador.
	Interruptor de giro con contacto de cierre.
	Interruptor de giro con contacto de apertura.

ELEMENTO DE POTENCIA

	Contacto, contacto principal de cierre de un contactor. Contacto abierto en reposo.
	Contacto, contacto principal de apertura de un contactor. Contacto cerrado en reposo.
	Contacto con desconexión automática provocada por un relé de medida o un disparador incorporados.
	Seccionador.




	<p>Seccionador de dos posiciones con posición intermedia</p>
	<p>Interruptor seccionador (control manual)</p>
	<p>Interruptor seccionador con apertura automática provocada por un relé de medida o un disparador incorporados</p>

RELÉ

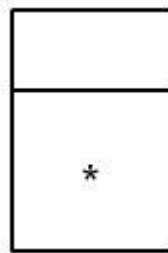

	<p>Relé de medida.</p> <p>Dispositivo relacionado con un relé de medida.</p> <p>1.- El asterisco se debe reemplazar por una o más letras o símbolos distintivos que indique los parámetros del dispositivo en el siguiente orden:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Magnitud característica y su forma de variación. - Sentido de flujo de la energía. - Campo de ajuste. - Relación de restablecimiento. - Acción retardada. - Valor de retardo temporal
	<p>Relé electro térmico.</p>
	<p>Relé electromagnético.</p>
	<p>Relé de máxima intensidad (sobreintensidad)</p>
	<p>Relé de corriente diferencial (Id)</p>

	Relé de máxima tensión (sobretensión)
---	--


REGISTRADOR

	Aparato registrador. Símbolo general. El asterisco se sustituye por el símbolo de la magnitud que registrará el aparato
	Vatímetro registrador.
	Oscilógrafo.

INTEGRADOR

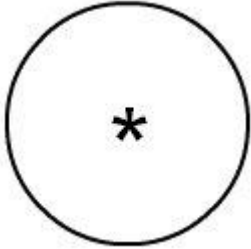
	Aparato integrador. Símbolo general. El asterisco se sustituye por la magnitud de medida
	Contador de energía activa. Varihorímetro. Contador de vatios-hora

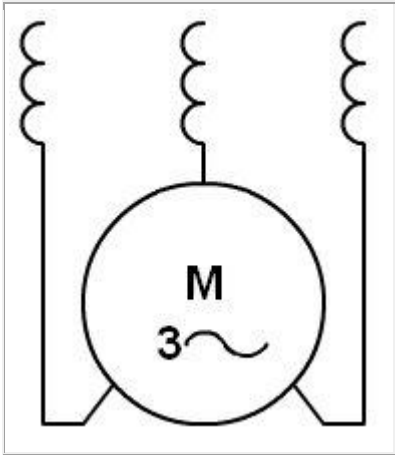
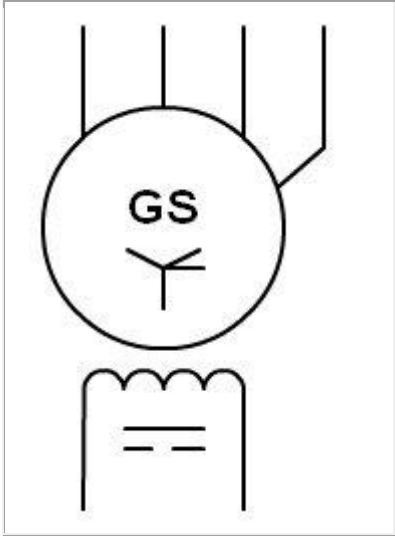
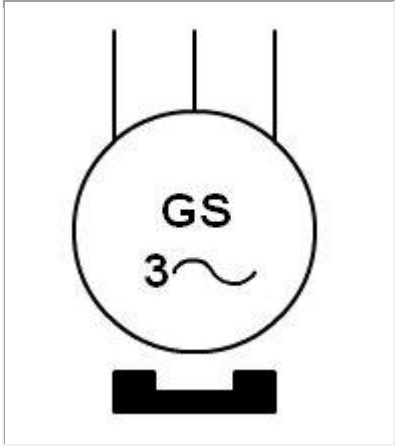
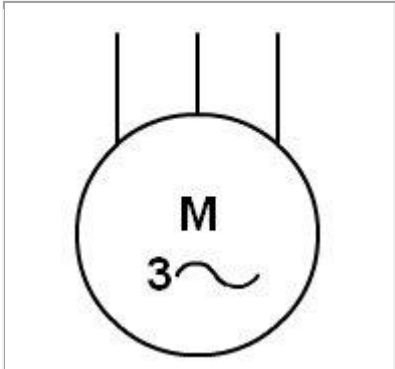
APARATO INDICADOR

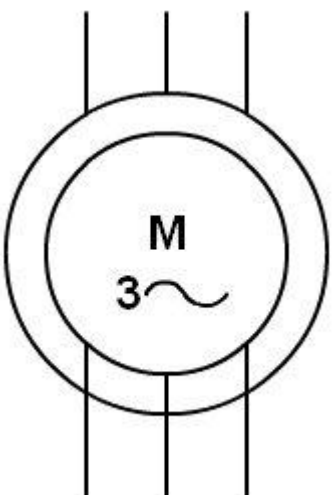
	Aparato indicador. Símbolo general. El asterisco se sustituye por el símbolo de la magnitud que indicará el aparato. Ejemplos: A = Amperímetro. mA = miliamperímetro. V = Voltímetro. W = Watímetro.
---	---

	Voltímetro. Indicador de tensión.
	Vármetro. Indicador de potencia reactiva.
	Aparato de medida del factor de potencia.
	Fasímetro. Indicador del ángulo de desfase.
	Frecuencímetro. Indicador de la frecuencia.
	Sincronoscopio. Indicador del desfase entre dos señales para su sincronización.

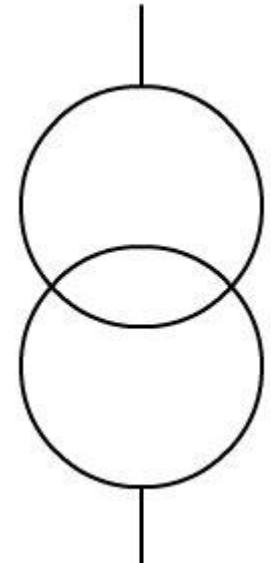
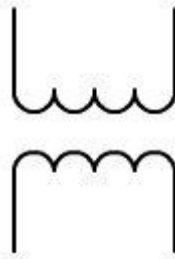
GENERADOR Y MOTOR

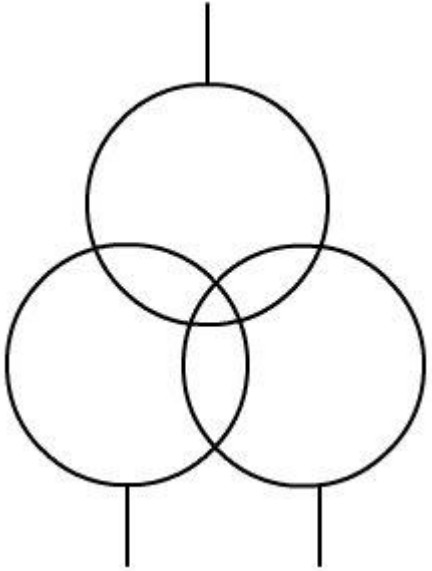
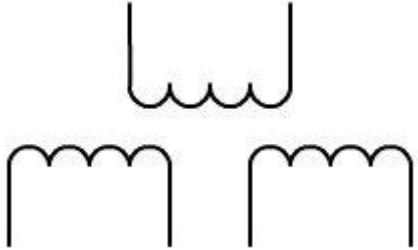
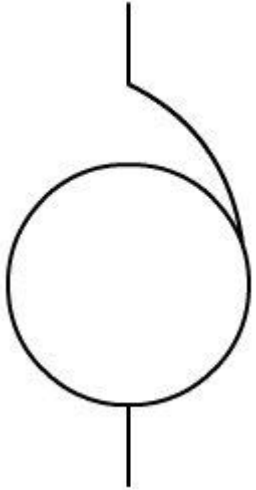
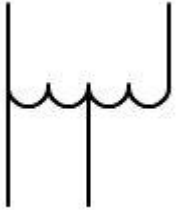
	<p>Máquina rotativa. Símbolo general.</p> <p>El asterisco, *, será sustituido por uno de los símbolos literales siguientes:</p> <p>C = Conmutatriz G = Generador GS = Generador síncrono M = Motor MG = Máquina reversible (que puede ser usada como motor y generador) MS = Motor síncrono</p>
---	---

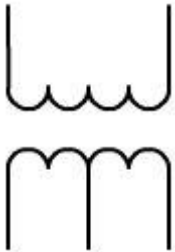
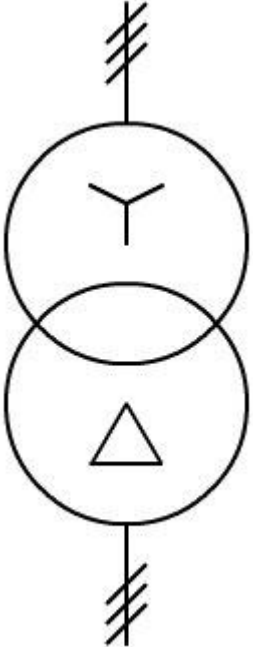
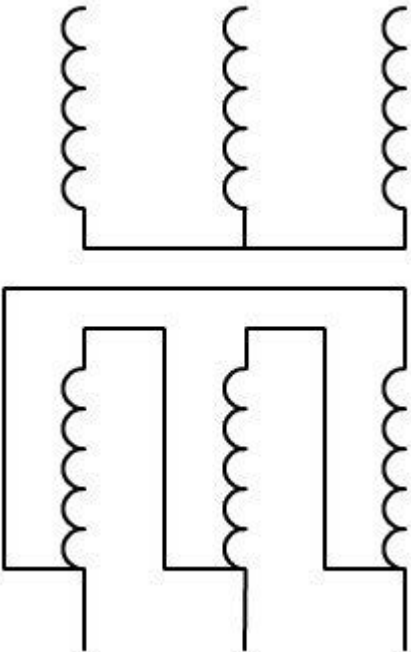
	<p>Motor serie trifásico. Máquina de colector.</p>
	<p>Generador síncrono trifásico, con inducido en estrella y neutro accesible.</p>
	<p>Generador síncrono trifásico de imán permanente.</p>
	<p>Motor de inducción trifásico con rotor en jaula de ardilla.</p>

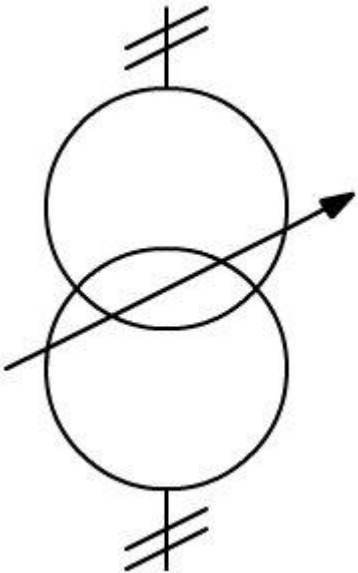

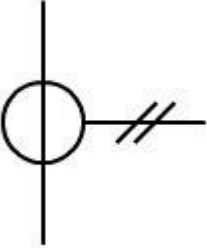
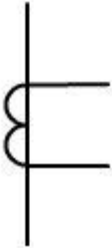
	<p>Motor de inducción trifásico con rotor bobinado.</p>
---	--

TRANSFORMADOR


	<p>Transformador de dos arrollamientos (monofásico). Unifilar</p>
	<p>Transformador de dos arrollamientos (monofásico). Multifilar</p>

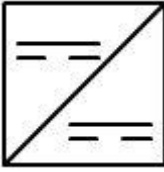



	<p>Transformador de tres arrollamientos. Unifilar</p>
	<p>Transformador de tres arrollamientos. Multifilar</p>
	<p>Autotransformador. Unifilar</p>
	<p>Autotransformador. Multifilar</p>

	<p>Transformador con toma intermedia en un arrollamiento. Multifilar</p>
	<p>Transformador trifásico, conexión estrella - triángulo. Unifilar</p>
	<p>Transformador trifásico, conexión estrella - triángulo. Multifilar</p>

	<p>Transformador con acoplamiento regulable. Unifilar.</p>
	<p>Transformador con acoplamiento regulable. Multifilar</p>
	<p>Transformador de corriente o transformador de impulsos. Unifilar</p>
	<p>Transformador de corriente o transformador de impulsos. Multifilar</p>

CONVERTIDORES

	<p>Convertidor. Símbolo general.</p> <p>Se pueden indicar a ambos lados de la barra central un símbolo de la magnitud, forma de onda, etc. de entrada y de salida para indicar la naturaleza de la conversión.</p>
---	---

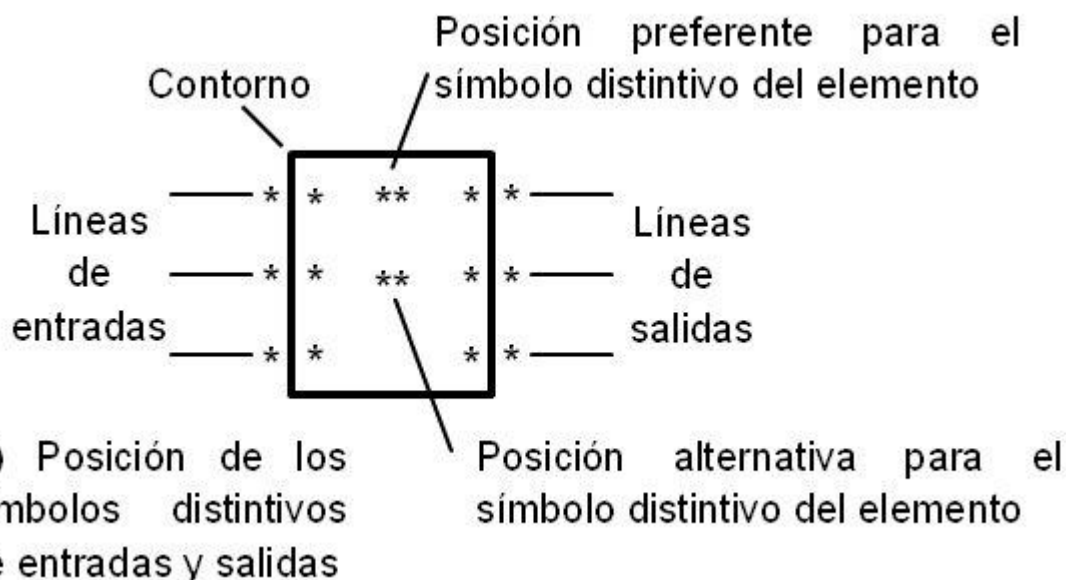
	Convertidor de corriente continua. (DC/DC)
	Rectificador. Símbolo general (convertidor de AC a DC)
	Rectificador de doble onda, (puente rectificador).
	Ondulador, Inversor. (convertidor de DC a AC)

OPERADORES ANALÓGICOS

Dada la complejidad que pueden llegar a tener estos símbolos se compondrán de las partes:

Contorno o conjunto de contornos, junto con uno o más símbolos distintivos y las líneas de entrada y de salida.

El esquema básico de este símbolo es:



La relación entre el ancho y largo del contorno es arbitraria.

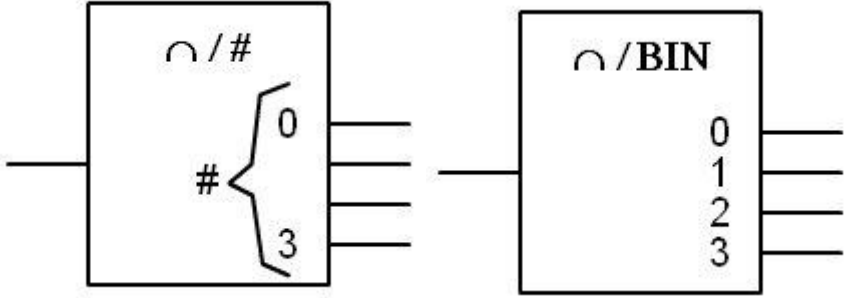
Cuando no se indique lo contrario se debe suponer que las entradas están en la parte izquierda y las salidas en la parte derecha. Pero puede modificarse si esto ayuda a la distribución de un esquema o a interpretar al dispositivo.

	<p>Operador de funciones matemáticas, símbolo general.</p> <p>$f(x_1, \dots, x_n)$ debe ser reemplazada por una indicación apropiada o una referencia que caracteriza a la función.</p> <p>x_1, \dots, x_n debe ser reemplazado por una indicación apropiada del argumento de la función.</p> <p>Para evitar toda ambigüedad con los símbolos de convertidor de nivel y convertidor de código, no debe emplearse la barra inclinada para indicar la división.</p>
	<p>Multiplicador $u=-2ab$</p>
	<p>Amplificador, símbolo general.</p> <p>También son válidos los otros dos símbolos.</p> <p>$U_i = m \cdot m_i \cdot f(w_1, a_1, w_2, \dots, w_n, a_n)$ Donde $i = 1, 2, \dots, k$</p> <p>Si un elemento realiza una función específica además de la amplificación, "f" puede ser reemplazado por un símbolo distintivo apropiado. De otra forma "f" deberá ser omitido.</p> <p>Se utilizarán los símbolos distintivos siguientes para las funciones indicadas.</p> <p>Σ suma \int integración $\frac{d}{dt}$ derivada respecto del tiempo exp función exponencial log función logarítmica (base 10) SH muestreo y retención</p> <p>$m \cdot m_i$ es igual al factor de amplificación de la salida im representa el factor común de amplificación</p> <p>Si el factor común es fijo y debe ser representado, "m" debe ser reemplazado por un número o una expresión que da el valor absoluto del factor común o del rango dentro del cual está fijado.</p> <p>Si el factor común es variable y es necesario mostrar esto, debe conservarse la indicación "m" y debe indicarse el método para determinar su valor, sea en el interior del</p>

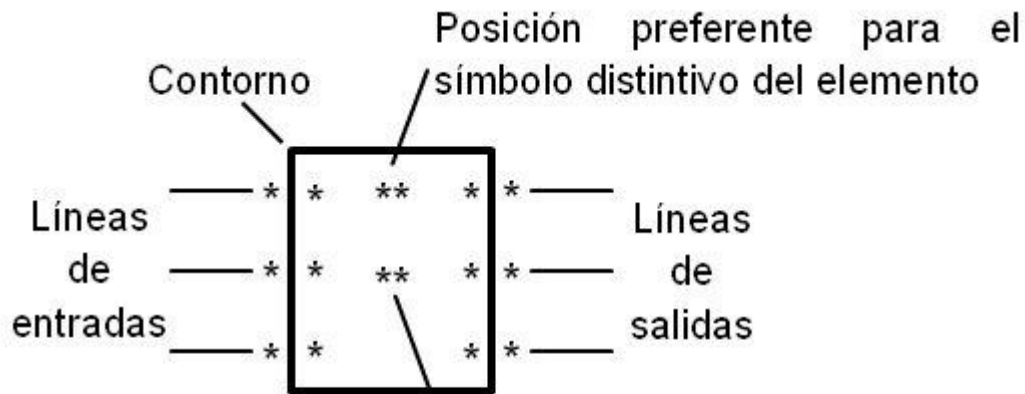
	<p>símbolo o en una documentación de apoyo.</p> <p>De otra manera la "m" deberá omitirse.</p> <p>Se recomiendan los símbolos siguientes para la indicación del factor común:</p> <p>∞ si el factor común es grande</p> <p>1 si el factor común es 1</p> <p>un número si el factor común debe indicarse explícitamente</p> <p>*1...*2 si el factor común esta fijado en el gama *1...*2, *1...*2 debe ser remplazado por el factor mínimo y el factor máximom...mk representan los valores de amplificación con sus signos.</p> <p>Si el factor de amplificación es 1 el "1" puede ser omitido.</p> <p>Si existe una sola salida que no está especificado de otra forma y si el factor de amplificación con su signo es igual a +1, el "+1" puede ser omitido</p> <p>w1 ..., wn representan los valores de los factores de ponderación con sus signos. Si el valor del factor de ponderación es 1, el "1" puede ser omitido.</p>
--	---

CONVERTIDOR

	<p>Convertidor, símbolo general</p> <p>El símbolo distintivo del operador $*/$ puede ser remplazado por $*//*$ para indicar la existencia de una separación eléctrica</p> <p>Los asteriscos deben ser remplazados por indicaciones apropiadas para las cantidades o cualidades implicadas</p> <p>El asterisco de la izquierda se refiere a la entrada, el de la derecha a la salida</p> <p>Conviene utilizar las indicaciones</p>
--	--

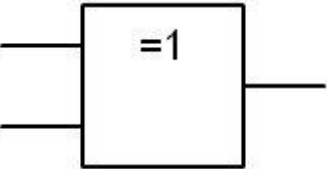
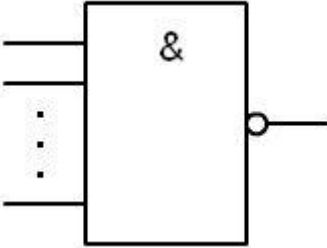
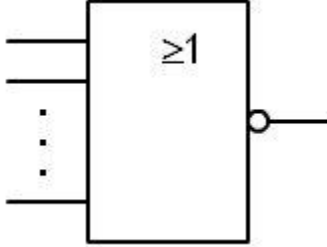
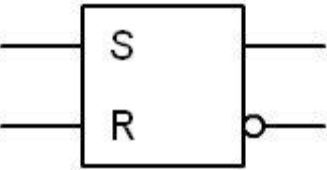
	<p>siguientes para las funciones enumeradas</p> <p># digital, código no especificado \cap analógico, función no especificada U o V tensión f frecuencia Φ o Φ_{fase} I corriente T temperatura</p> <p>Notas:</p> <p>1 Los símbolos generales distintivos del operador #/\cap y \cap/# pueden ser reemplazados por DAC y ADC</p> <p>2 En los símbolos distintivos de los operadores #/\cap y \cap/#, # puede ser reemplazado por una indicación apropiada del código utilizado en las entradas digitales [salidas] para determinar [representar] el valor interno. En este caso, las entradas [salidas] digitales deben ser marcadas por caracteres que se refieren a este código.</p>
	<p>Convertidor analógico/digital que convierte la señal analógica de entrada en un código digital ponderado de cuatro elementos binarios (bits).</p> <p>Ambos símbolos son válidos</p>

OPERADORES LÓGICOS BINARIOS



(*) Posición de los símbolos distintivos de entradas y salidas

	<p>Puerta lógica SI (buffer)</p>
	<p>Puerta lógica NO o inversora (NOT)</p>
	<p>Puerta lógica con una entrada negada. (El círculo niega)</p>
	<p>Puerta lógica Y (AND). La salida es 1 cuando todas las entradas son 1.</p>
	<p>Puerta lógica O (OR). La salida es 1 cuando cualquiera de las entradas es 1.</p>

	<p>Puerta lógica O exclusiva (XOR). La salida es 1 si sólo una entrada es 1.</p>
	<p>Puerta lógica NO-Y (NAND). Es la negación de la puerta Y.</p>
	<p>Puerta lógica NO-O (NOR). Es la negación de la puerta O.</p>
	<p>Biestable R-S</p>

Más símbolos en

http://portaleso.homelinux.com/usuarios/Toni/web_simbolos/unidad_simbolos_electricos_indice.html#transformacion#transformacion

Comparación entre algunos símbolos de Normas IEEE (EEUU) e IEC (práctica europea)

Element	U.S. practice	European practice
Normally open contact		
Normally closed contact		
Form C		
Breaker		
Fault		
Current transformer		
Transformer		
Phase designations (typical)	A, B, C (preferred) 1, 2, 3	RST
Component designations (positive, negative, zero)	1, 2, 0	1, 2, 0
Current	I	I
Voltage	V	U

- Protective Relaying Theory and Applications, W. A. Elmore.