

Índice

<u>1.- INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA</u>	<u>3</u>
1.1 FUNCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	3
1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	4
<u>2.- TRANSFORMADORES DE POTENCIA</u>	<u>6</u>
2.1 TIPOS DE TRANSFORMADORES.....	6
2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	7
2.3 CONEXIONES PRINCIPALES	8
2.4 SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO.....	10
2.5 CAMBIADOR DE DERIVACIONES	11
<u>3.- INTERRUPTORES DE POTENCIA.....</u>	<u>13</u>
3.1 INTERRUPTORES DE BAJO VOLTAJE	13
3.2 INTERRUPTORES EN ALTO VOLTAJE.....	14
INTERRUPCIÓN DE CIRCUITOS INDUCTIVOS	15
INTERRUPCIÓN DE CIRCUITOS CAPACITIVOS	15
INTERRUPCIÓN DE CIRCUITOS EN OPOSICIÓN DE FASES	16
UNA CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE INTERRUPTORES EN ALTA TENSIÓN SERÍA:	16
3.3 INTERRUPTORES EN REDUCIDO VOLUMEN DE ACEITE	17
3.4 INTERRUPTORES DE POTENCIA NEUMÁTICOS	19
3.5 INTERRUPTORES DE POTENCIA SF6.....	20
3.6 INTERRUPTORES DE VACÍO.....	24
SISTEMAS DE CONTACTO DE LOS INTERRUPTORES EN VACÍO: PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	25
<u>4.- RESTAURADORES Y SECCIONADORES.....</u>	<u>27</u>
SECCIONADORES DE CUCHILLAS GIRATORIAS	29
SECCIONADORES DE CUCHILLAS DESLIZANTES.....	29
SECCIONADORES DE COLUMNAS GIRATORIAS.....	29
SECCIONADORES DE PANTÓGRAFO	30
MANDO DE SECCIONADORES.....	31
<u>5.- CORTACIRCUITOS FUSIBLES</u>	<u>32</u>
5.1 CORTACIRCUITOS FUSIBLES DE BAJA TENSIÓN.....	34
5.2 CORTACIRCUITOS FUSIBLES DE ALTA TENSIÓN	36

6.- APARTARRAYOS.....	38
6.1 ORIGEN DE LAS SOBRETENSIONES	39
SOBRETENSIONES ORIGINADAS EN EL SISTEMA.....	39
SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO.....	39
6.2 VALORES CARACTERÍSTICOS.....	39
6.3 DESCRIPCIÓN Y PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS APARTARRAYOS.	40
APARTARRAYOS DE EXPLOSORES Y CARBURO DE SILICIO.....	41
APARTARRAYOS DE ÓXIDOS METÁLICOS	41
FUNCIONAMIENTO DE LOS APARTARRAYOS.....	42
7.- HILOS DE GUARDA Y PARARRAYOS.....	44
7.1 SOBRETENSIONES POR RAYOS.....	44
7.2 POSICIÓN DE LOS HILOS DE GUARDA	46
7.3 SISTEMAS DE PARARRAYOS.....	49
7.4 PROTECCIÓN DE ESTRUCTURAS Y EDIFICIOS.....	51
8.- CAPACITORES PARA CORRECCIÓN DE FACTOR DE POTENCIA.....	55
8.1 POTENCIA APARENTE Y POTENCIA ACTIVA	55
8.2 CAUSAS DE UN BAJO FACTOR DE POTENCIA.....	56
8.3 PENALIZACIÓN DEL BAJO FACTOR DE POTENCIA	56
8.4 CORRECCIÓN DEL F.P.....	57
9.- RELEVADORES DE PROTECCIÓN.....	65
9.1 TIPOS DE PERTURBACIONES EN INSTALACIONES DE ALTA TENSIÓN.....	65
9.2 ESQUEMA BÁSICO DE UN RELÉ DE PROTECCIÓN.....	67
9.3 EXIGENCIAS BÁSICAS DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN.....	68
9.4 PRINCIPIOS CONSTRUCTIVOS DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN.....	69
9.5 SISTEMAS DIGITALES DE PROTECCIÓN	72
9.6 SISTEMAS DIGITALES INTEGRADOS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN.	76
9.7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN MÁS USUALES	77
BIBLIOGRAFÍA	78

1.- Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia

La energía eléctrica es una de las formas más sencillas de la energía, de las que a mayores distancias es posible transportarla. Se puede obtener de una diversa variedad de fuentes primarias de energía y es la que más usos y aplicaciones ofrece en la vida cotidiana.

Sin embargo para que se cumpla lo anterior es indispensable disponer un sistema interconectado mediante el cual nos sea posible generar la energía, transportarla y distribuirla a todos los usuarios en forma eficaz, segura y con calidad. A este sistema lo llamamos *Sistema Eléctrico de Potencia* (SEP). En este sistema la energía eléctrica, desde su generación hasta su entrega en los puntos de consumo, pasa por diferentes etapas de adaptación, transformación y maniobra. Para la correcta operación del sistema son necesarios equipos que sean capaces de transformar, regular, maniobrar y proteger. Durante el curso se estudiarán los equipos principales que cumplen dichas funciones.

A continuación se describen más ampliamente a los sistemas eléctricos de potencia.

1.1 Función de los sistemas eléctricos de potencia

El sistema eléctrico debe cumplir con la tarea de generar energía eléctrica en los lugares más idóneos para tal fin, transformar esa electricidad a unas características propicias para transportarla grandes distancias, transformarla nuevamente para poder ser distribuida en los centros de consumo y finalmente adaptarla a valores aptos para los usuarios.

Actualmente los sistemas operan con energía eléctrica en forma de corrientes alternas trifásicas, esto debido a su facilidad para transformarse en comparación con la corriente directa. A parte de que requiere menores niveles de aislamiento que la corriente directa, lo que implica ahorro en aislamiento y en general equipos menos bromosos. Otra razón para el uso de corrientes alternas trifásicas es la simplicidad de los generadores y transformadores que trabajan con este tipo de corrientes, así mismo resulta también más sencilla y económica la transmisión y la distribución de este tipo de corrientes.

La generación de energía eléctrica se logra generalmente a niveles de tensión menores a los 30 kV, el generar a mayores tensiones sería incosteable debido a las dimensiones y el aislamiento necesario en los generadores. La energía eléctrica generada es transformada a valores más altos de tensión con el objetivo de conseguir una pérdida mínima de energía en el transporte a través de largas distancias. Esta elevación de tensión justo después de su generación implica tener valores de corriente bajos para una potencia determinada, y no provocar pérdidas elevadas en la impedancia propia de la línea de transmisión. Al final de la etapa de transmisión en las cercanías de los centros de consumo, se hace entonces necesaria una reducción de dicho valor de tensión, para su correcta distribución y entrega a usuarios.

Otra de las ventajas derivadas de transportar la energía eléctrica a valores altos de tensión, y en consecuencia valores reducidos de corriente, es el ahorro económico que implica poder utilizar cables con menor sección transversal o calibre. Pues para la misma potencia a transportar pero a menores valores de tensión serían necesarios conductores de mayor calibre, más costosos, para transmitir energía con valores más altos de corriente.

1.2 Descripción del Sistema Eléctrico

Para su mejor comprensión se puede dividir el sistema eléctrico en *subsistemas*. Los tres subsistemas en general son:

- Subsistema de generación

Comprende las *Centrales Generadoras*, las cuales producen energía eléctrica a partir de otras fuentes de energía. Habitualmente las tensiones de generación oscilan entre 3 y 23 kV y la potencia de una central puede variar mucho desde menos de 100 hasta 1000 MVA o más. (Fig. 1-1 a))

- Subsistema de transmisión

Comprende las subestaciones elevadoras, las líneas de transmisión y las subestaciones reductoras.

Subestaciones elevadoras: También conocidas como subestaciones de bloque de generación. Su función es básicamente elevar la tensión de generación a la tensión de transmisión (220 ó 400 KV). Esto debido a que generalmente las centrales se encuentran alejadas de los grandes centros de consumo, así que debe ser transportada. Y con el fin de que el transporte se haga con las menores pérdidas y la instalación de las líneas de transmisión resulte más económica se elevan las tensiones de generación a estos rangos. (Fig. 1-1 b))

Líneas de transmisión: Son líneas aéreas que unen las subestaciones elevadoras con las subestaciones reductoras, y por lo tanto, son las encargadas de transportar la energía a muy largas distancias. Estas líneas trabajan a valores de tensión de 220 ó 400 kV. (Fig. 1-1 c))

Subestaciones reductoras: Tienen la función básica de reducir los valores de tensión de transmisión a valores propios para el reparto en las áreas industriales de los grandes centros de consumo, así como para las subestaciones de distribución del propio sistema eléctrico. Estos valores pueden ser 138, 115 o 69 kV. Frecuentemente estas subestaciones realizan la misión de interconexión entre distintas líneas de transmisión, con la intención de formar anillos en áreas de consumo importante y asegurar la continuidad en el servicio ante la presencia de fallas en alguna de estas subestaciones. En estos casos las subestaciones reductoras cumplen también con la función de maniobra. (Fig. 1-1 d))

- Subsistema de distribución: consta de las líneas de subtransmisión, de las subestaciones de distribución, redes de distribución en media tensión, bancos de transformación y las redes de distribución en baja tensión (en general llamadas *secundario*).

Red de subtransmisión: Son líneas que se distribuyen en torno a los grandes centros de consumo con valores de tensión de 138, 115 ó 69 kV. Por lo general son aéreas, aunque en algunas ciudades existen restricciones para lo aéreo y existen redes subterráneas. (Fig. 1-1 e))

Subestaciones de distribución: Transforman los valores de tensión de las líneas de subtransmisión a valores de distribución en media tensión, 13, 23 ó 33 kV. (Fig. 1-1 f))

Redes de distribución en media tensión: Son las líneas que conectan a los usuarios en media tensión a las subestaciones de distribución. Estas pueden existir aéreas o subterráneas. (Fig. 1-1 g))

Bancos de transformación: Transforman los valores de media tensión a valores aptos para el consumo en baja tensión. Los valores de tensión de los bancos pueden ser de 220/127 ó 240/120 V (entre fases / entre fase y neutro). (Fig. 1-1 h))

Redes de distribución en baja tensión: Estas líneas unen los bancos de transformación con las acometidas de los usuarios en baja tensión. (Fig. 1-1 i))

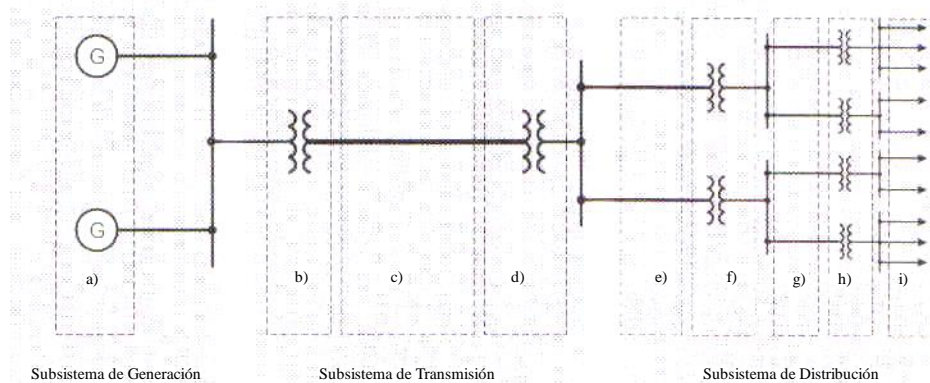
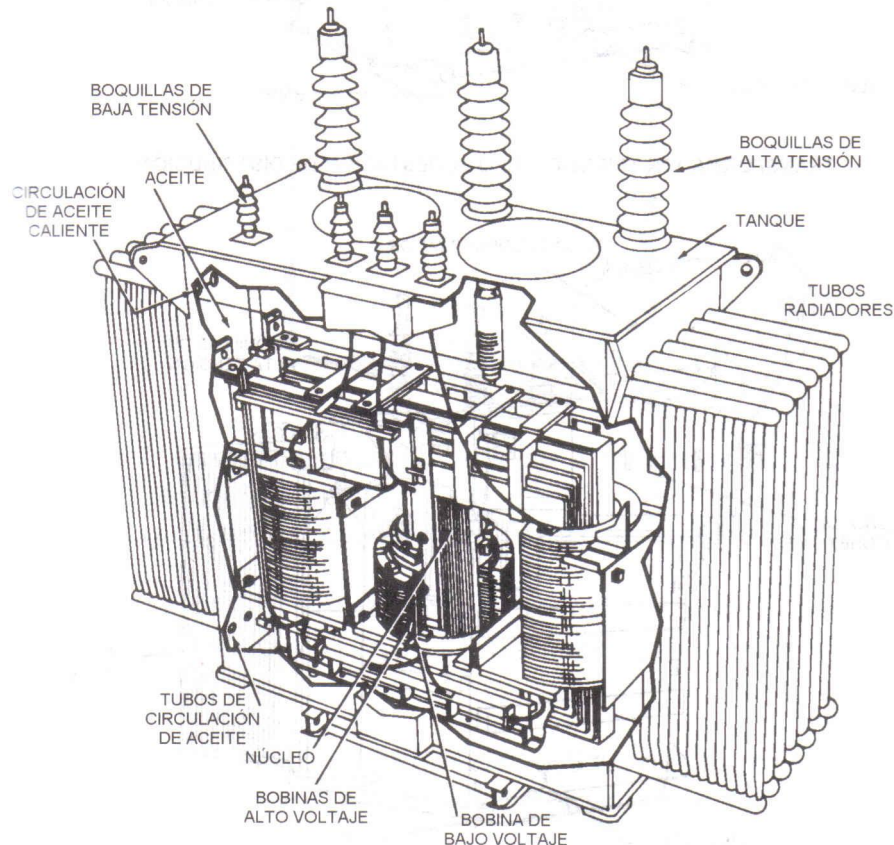


Figura 1.1 Esquema general de un Sistema Eléctrico de Potencia

2.- Transformadores de Potencia

Los transformadores de potencia cumplen con una función muy importante en los sistemas eléctricos de potencia. Transforman el voltaje del sistema de nivel nominal a otro y deben ser capaces de transportar el flujo de potencia en forma continua hacia una parte particular del sistema o hacia la carga (en su caso). Para cumplir con este requerimiento específico, resulta que el transformador de potencia es el equipo más grande, pesado, complejo y también más costoso de los equipos usados en una subestación eléctrica.



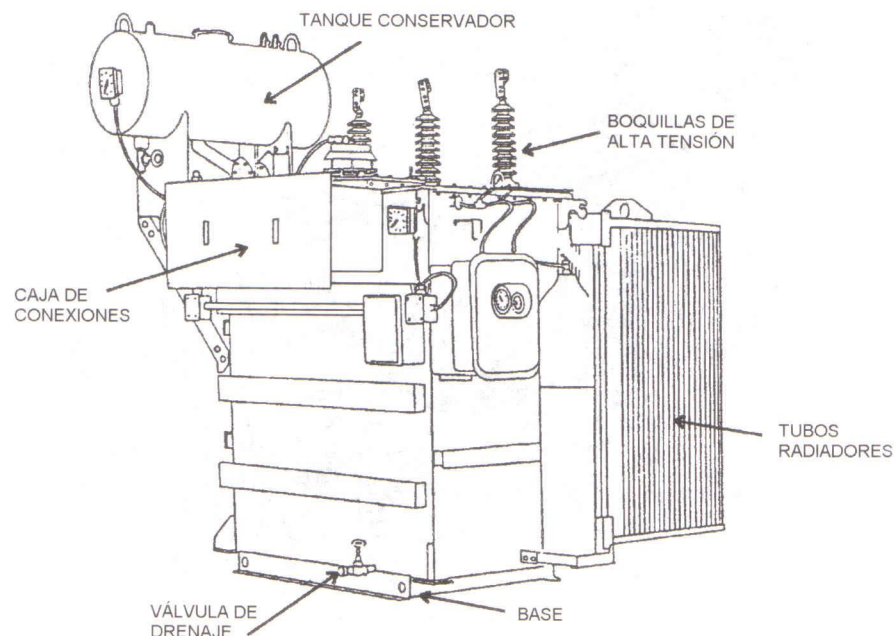
2.1 Tipos de transformadores

Los transformadores de potencia pueden ser autotransformadores o transformadores convencionales de varios devanados. Una instalación trifásica puede consistir de tres unidades monofásicas formando un banco trifásico o una sola unidad trifásica. La decisión de que tipo transformador usar depende de factores como: el costo inicial, los costos operación (influencia de la eficiencia), la confiabilidad, etcétera. Las unidades trifásicas tienen por lo general mayor eficiencia, menor tamaño y costos iniciales menores, por lo tanto son más económicas.

La ventaja de usar tres unidades monofásicas es que, se puede compartir una unidad a un costo menor. La selección entre transformadores convencionales de dos o tres devanados o autotransformadores, involucra sus diferencias básicas en las medidas que puedan afectar los factores de costos y aplicación.

En general, los autotransformadores se consideran primero, debido a sus ventajas de costo, siempre y cuando la relación de transformación no exceda a 3/1, mas allá de esta relación, desaparece la ventaja de costo de los autotransformadores.

Otras ventajas de los autotransformadores son: menor tamaño físico, menor peso, menor regulación, corrientes de excitación más bajas y menores pérdidas. Las principales desventajas de los autotransformadores son: menor impedancia, diseño más complejo y su efecto adverso a la protección o tierra por relevadores.



2.2 Características generales para transformadores y autotransformadores de potencia

Tensión nominal. Las tensiones nominales de un transformador son aquellas a las que se refieren sus características de operación y funcionamiento.

Tensión nominal de un devanado. Es la tensión que debe ser aplicada o inducida en vacío, entre las terminales de un transformador. Por ejemplo:

Relación de transformación y su tolerancia. La relación de transformación esta basada en la relación de las tensiones y sujeta al efecto de la regulación a diferentes cargas y factores de potencia. La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador esta sin carga, debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas las derivaciones. Si la tensión por vuelta excede de 0.5% de la tensión deseada, las tensiones de las derivaciones deben corresponder a la tensión de la vuelta próxima.

Impedancia nominal. La impedancia se expresa generalmente en porcentaje de la tensión de impedancia (caída de voltaje) con respecto a la tensión nominal.

La tolerancia de la impedancia deberá ser la siguiente:

- a) La impedancia de un transformador de 2 devanados con un valor en porcentaje de impedancia superior al 2.5% , debe tener una tolerancia de $\pm 7.5\%$ del valor especificado. Cuando se especifiquen transformadores de dos devanados con un valor en porcentaje de impedancia menor a 2.5% , debe tener una tolerancia de $\pm 10\%$ del valor especificado.
- b) La impedancia de un transformador de 3 o más devanados, o bien, con devanados en zigzag, debe tener una tolerancia de $\pm 10\%$ del valor especificado.
- c) La tolerancia en la impedancia de un autotransformador debe ser $\pm 10\%$ del valor especificado.

2.3 Conexiones principales

Conexión estrella-estrella.

Esta conexión da un servicio satisfactorio si la carga trifásica es balanceada; si la carga es desbalanceada, el neutro eléctrico tiende a ser desplazado del punto central, haciendo diferentes los voltajes de línea a neutro; esta desventaja puede ser eliminada conectando a tierra el neutro. La ventaja de este sistema de conexiones es que el aislamiento soporta únicamente el voltaje de línea a tierra, que es 58% del voltaje entre líneas.


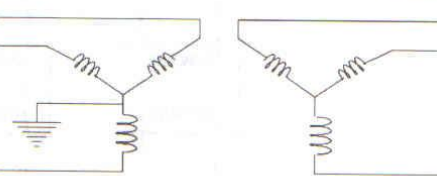

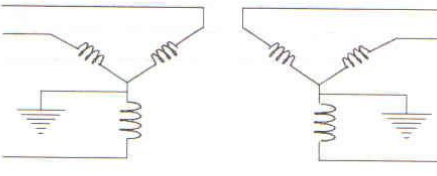

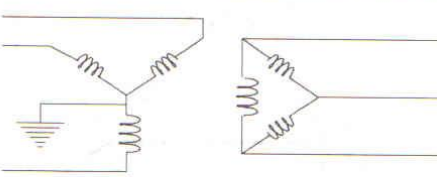

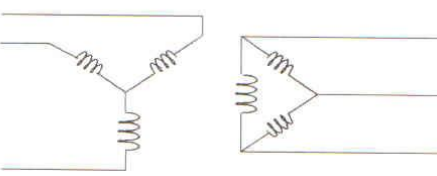

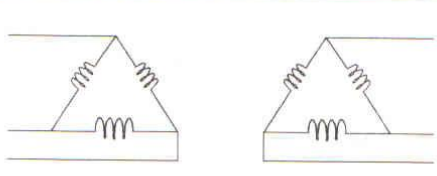
Conexión delta-delta.

Este arreglo es usado generalmente en sistemas donde los voltajes no son altos y cuando la continuidad del servicio debe ser mantenida aun si uno de los transformadores falla; si esto sucede, los transformadores pueden continuar operando en la conexión delta-abierta, también llamada "conexión V". Con esta conexión no se presentan problemas con cargas desbalanceadas, pues prácticamente los voltajes permanecen iguales, independientemente del grado de desbalance de la carga.

Conexión delta-estrella.

Esta conexión se emplea usualmente para elevar el voltaje, como por ejemplo al principio de un sistema de transmisión de alta tensión. En el lado de alta tensión, el aislamiento trabaja a solamente el 58% del voltaje de línea a línea; otra de sus ventajas es que el punto neutro es estable y no flota cuando la carga es desbalanceada. Esta conexión también es muy usada cuando los transformadores deben suministrar carga trifásica y carga monofásica; en estos casos, la conexión proporciona un cuarto hilo conectado al neutro.

Preferentemente, las conexiones en transformadores trifásicos de dos devanados son delta en el primario y estrella en el secundario; el secundario en estrella, con neutro a través de una boquilla, proporciona un punto conveniente para establecer una tierra en el sistema; el primario conectado en delta aísla los 2 sistemas en cuanto al flujo de corriente de secuencia cero, que resultan de fallas a tierra en el secundario.

CONEXIÓN Y SÍMBOLO	DIAGRAMA
<p data-bbox="386 842 704 863">ESTRELLA ATERRIZADA / ESTRELLA</p> 	
<p data-bbox="435 1058 656 1100">ESTRELLA ATERRIZADA / ESTRELLA ATERRIZADA</p> 	
<p data-bbox="412 1274 688 1295">ESTRELLA ATERRIZADA / DELTA</p> 	
<p data-bbox="467 1491 639 1512">ESTRELLA / DELTA</p> 	
<p data-bbox="477 1707 623 1728">DELTA / DELTA</p> 	

2.4 Sistemas de enfriamiento

Sistema de enfriamiento OA

El transformador debe contar con el número suficiente de radiadores o enfriadores con objeto de que no exceda las temperaturas máximas permisibles.

A la entrada y a la salida de cada enfriador se deben proporcionar válvulas de mariposa con objeto de poder desmontar el radiador del tanque, sin necesidad de vaciar el aceite del transformador.

Estas válvulas deben estar montadas en el tanque del transformador y acoplarse a los enfriadores por medio de bridas atornilladas y con empaques a prueba de aceite. Un lado de las bridas debe contar con una caja circular y rectangular, maquinada, para alojar empaques y evitar sobrecompresiones de los empaques. Las válvulas deben tener indicador de posición.

Sistema de enfriamiento OA/FA y OA/FA/FA

Estos sistemas deben cumplir con lo especificado en las normas ANSI C57.12.10, así como con lo siguiente:

El transformador debe contar con un número suficiente de radiadores o enfriadores, detectores de temperatura, sistema de control y protección, con el objeto de que el transformador no exceda las temperaturas máximas permisibles.

Los motores de los ventiladores deben ser trifásicos y cumplir con lo siguiente:

- Totalmente cerrados.

- Servicio intemperie.

- Frecuencia de 60 Hz.

- Clase de aislamiento tipo B.

- Elevación de temperatura 80 °C.

- Con dispositivos de protección, individuales para cada motor contra cortocircuitos.

- La tensión de alimentación debe ser indicada según las características particulares.

El control de los pasos de enfriamiento debe hacerse basándose en la temperatura, esto es, por un termómetro de imagen térmica de devanados.

El gabinete de control del transformador debe incluir lo siguiente:

- Interruptores termomagnéticos por grupo o paso de enfriamiento.

- Contactores magnéticos directos a lo línea, para arranque y paro de grupo o paso de enfriamiento.

Sistema de enfriamiento OA/FOA

Este sistema debe estar de acuerdo con la norma ANSI C57-12.10 y además cumplir con lo siguiente:

En el sistema de enfriamiento OA, el transformador debe tener una capacidad no menor del 35% de la capacidad FOA.

La impedancia de los transformadores debe estar referida a la base de la capacidad en FOA.

El transformador debe contar con un número suficiente de radiadores de aceite y aire forzados, tuberías de interconexiones, detectores de temperatura, sistemas de control y protección, etcétera, con el objeto de que el transformador no exceda las temperaturas permisibles.

El transformador debe contar con el número suficiente de radiadores, bombas de aceite y ventiladores, para que no exceda la temperatura máxima permisible de 65 °C en los devanados del transformador.

En la entrada y la salida de cada radiador, se deben proporcionar válvulas adecuadas con objeto de poder desmontar el radiador del tanque del transformador sin necesidad de vaciar el aceite. Estas válvulas deben estar montadas en el tanque del transformador y acoplarse a la tubería de los radiadores por medio de bridas atornilladas con empaque a prueba de aceite. Una de las bridas debe contar con una caja circular y rectangular maquinada para alojar el empaque y evitar sobrecompensaciones. Estas válvulas deben tener indicador de posición.

Los radiadores, bombas, ventiladores y, en general, todo el equipo de enfriamiento debe ser para servicio intemperie. Las características de los motores deben ser las indicadas en el punto de sistemas de enfriamiento OA/FA y OA/FA/FA visto anteriormente, excepto que la protección contra cortocircuito de cada moto-bomba debe ser con interruptor termo magnético en vez de fusible.

2.5 Cambiador de derivaciones

Cambio de derivaciones con transformador desenergizado

El devanado de alta tensión debe contar con 4 derivaciones de 2.5% de la tensión nominal. Las cuatro derivaciones deben ser para plena capacidad. Según las necesidades de operación, se indicará si las 4 derivaciones serán 2 arriba y 2 abajo o 1 arriba y 3 debajo de la tensión nominal.

Cambio de derivaciones con carga

Para los casos en que se indique, los transformadores deben estar equipados con un cambiador de derivaciones con carga y deben cumplir con:

a) Todas las derivaciones deben ser a capacidad plena.

- b) El número de derivaciones debe ser de 10 arriba y 10 debajo de la tensión nominal, de un valor cada una de 1 % de la misma.
- c) La banda de regulación total debe ser de más-menos 10% sobre la tensión nominal.
- d) Las derivaciones deben estar sobre el devanado de alta tensión.
- e) Suministrar un gabinete común que centralice la operación de los cambiadores individuales como una sola unidad o banco.
- f) En el caso de un banco de tres transformadores o autotransformadores y uno de reserva, se deben dejar en el gabinete común, el alambrado y las conexiones de la unidad de reserva, a fin de que mediante un mínimo de interconexiones o puentes se pueda sustituir cualquiera de los transformadores o autotransformadores por el de reserva.
- g) Se debe suministrar el equipo y dejar la preparación necesaria para la operación futura del banco de transformadores en paralelo con otro banco similar.

3.- Interruptores de Potencia

Los interruptores son un medio para abrir o cerrar un circuito de corriente. Existen interruptores de operación sin carga (sin flujo de corriente), llamados *desconectadores* o *cuchillas desconectadoras*. Y existen los interruptores de operación con carga (con flujo de corriente), generalmente llamados interruptores de potencia, los cuales a su vez pueden estar diseñados para operar bajo cargas nominales y los que operan confiablemente para interrumpir corrientes de falla.

Los estados de operación son los siguientes:

ABIERTO (O)	Aislamiento seguro entre terminales, para corrientes nominales de operación o hasta de corto circuito según el caso.
CERRADO (I)	Soporte de esfuerzos térmicos y dinámicos que implica la conexión bajo corrientes nominales de operación.

3.1 Interruptores de bajo voltaje

En este punto podemos describir los siguientes equipos principales:

- Desconectador
Para conexión y desconexión de circuitos sin flujo de corriente
- Interruptor de carga
Capacidad para conectar y desconectar a valores hasta el doble de la corriente nominal.
- Interruptores de motores
En este caso las capacidades de interrupción se ajustan a la corriente de arranque del motor.
- Interruptor de potencia
Su capacidad de interrupción tiene que cubrir una corriente de corto circuito.
En este caso como el anterior el problema principal es extinguir el arco eléctrico formado al separarse ambos contactos energizados, es decir bajo flujo de corriente o con carga conectada.

En bajo voltaje no se justifica económicamente el uso de medios aislantes como gases, aire a presión o aceite. Aquí se utilizan cámaras de extinción de arco eléctrico que se encuentran entre ambos contactos al separarse. Estas cámaras enfrían y desionizan el arco, conduciéndolo de tal manera que es forzado a tener una trayectoria más larga. Lo que demanda un voltaje mucho mayor para su permanencia. De manera que al instante del cruce por cero de la señal de alterna, el arco está tan extendido o tan largo que ya no se reestablece después del cruce por cero.

Los tipos de accionamiento son en bajo voltaje predominantemente manual, aunque existen también accionamiento por medio de relevadores de voltaje y otros accionamientos del tipo magnético, con motor o de presión de aire.

Los parámetros principales que describen las características de interruptores en baja tensión son:

- Voltaje y corriente nominal
- Capacidad interruptiva para desconexión en kA (Valor efectivo) a un factor de potencia determinado $\cos \phi$.
- Capacidad interruptiva para conexión (valor pico) en kA
- Voltaje de control para accionamiento remoto.

Los *fusibles* protegen equipos, principalmente conductores, de sobre corrientes que pueden causar sobrecalentamiento y daños mecánicos. La corriente fluye a través de un hilo o laminilla de metal el cual se funde al sobrepasarse un valor dado de corriente. La curva Corriente-Tiempo marca la operación del fusible. El tiempo de fusión de la laminilla o hilo esta en función de la temperatura y esta a su vez de la corriente.

Los *interruptores termomagnéticos* han desplazado en muchas aplicaciones a los fusibles. En este caso se tiene en combinación un interruptor *térmico* (Bimetal) como protección contra *sobre corriente* y uno *electromagnético* con accionamiento rápido para protección contra *corto circuito*. Dependiendo de la aplicación existen diferentes curvas de operación, con ambas regiones de protección: contra sobrecorriente (inversa) y contra cortocircuito (rápida o instantánea).

3.2 Interruptores en alto voltaje

A continuación se describirán características y condiciones a los que operan en general los interruptores de potencia en alta tensión. Para a continuación estudiar de manera individual por tipo de interruptor.

Algunas de las principales *características* que describen a los interruptores de potencia son:

- Voltaje Nominal
- Corriente inicial de corto circuito
Valor instantáneo de la corriente de falla
- Corriente de ruptura
Valor permanente de la corriente de corto circuito
- Capacidad interruptiva
Potencia trifásica de interrupción para una corriente de ruptura determinada
- Voltaje de restablecimiento
Voltaje en el interruptor después de la desconexión.

Otro aspecto que caracteriza a los interruptores de potencia son los *ciclos de trabajo*. Los ciclos de trabajo son una serie de operaciones de apertura y cierre con el objeto de revisar su funcionamiento y someterlo a las condiciones de operación. Comúnmente se tiene una primera apertura por un tiempo determinado (en minutos) seguido de un cierre y apertura inmediata.

A la operación de cierre de un interruptor después de haberse abierto debido a una falla, se le llama *reenganche rápido*. El tiempo entre apertura y cierre (*tiempo muerto*) debe ser lo mas corto posible para no perder sincronismo de generadores interconectados. La aplicación principal del reenganche rápido es la interrupción de fallas transitorias. En el caso que después del reenganche permanezca la falla, se forma el arco nuevamente entre contactos y queda el interruptor abierto. Pero en caso de ser efectivamente un transitorio, después del reenganche sigue el sistema en operación normal.

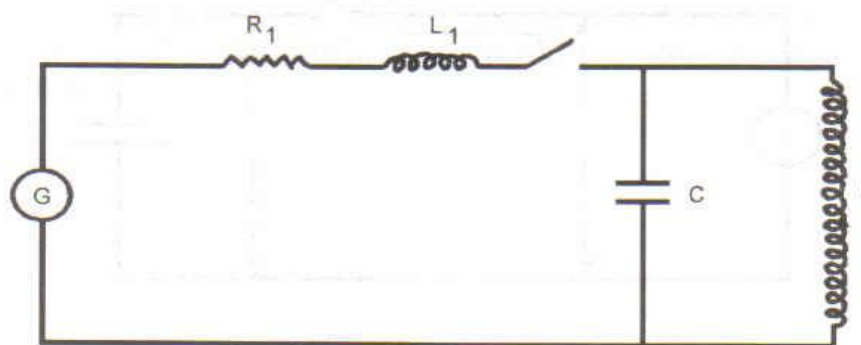
Interrupción de circuitos inductivos

Este podría ser el caso de conexión o desconexión de transformadores en vacío.

Generador

Línea

Carga



Al instante de abrir el interruptor la energía magnética almacenada en la conductancia se descarga en la capacitancia del circuito alimentado (*carga*). Esto provoca un aumento del potencial en la capacitancia, de manera que al tener una diferencia de potencial alta entre la carga y la línea, es decir, entre las terminales del interruptor, se presenta una regeneración del arco eléctrico entre contactos también llamado “*reencebado del arco*”.

En el caso de presentarse el reencebado, el arco permanece hasta consumir la energía almacenada en la capacitancia y con esto la disminución de su potencial.

Interrupción de circuitos capacitivos

En líneas de muy alta tensión y gran longitud se presenta una alta capacitancia; en estos circuitos la corriente y el voltaje están desfasados 90°, de tal forma que el voltaje al final es mayor que al principio de la línea.

Básicamente los *desconectores* son interruptores que operan sin presencia de corriente. De ahí que no requieran arreglo alguno para extinción del arco eléctrico. Su función es la separar o aislar equipo para revisiones, ampliaciones, etc, de manera que estos trabajos se puedan realizar en áreas desenergizadas. Anteriormente debió haber sido interrumpida la corriente por medio de un interruptor de potencia. Comúnmente se toma en cuenta lo anterior en el control de accionamientos de interruptores y desconectores, de manera que no sea posible una secuencia falsa en los accionamientos.

De acuerdo a su función los desconectores siempre se encuentran a los extremos energizados de los equipos, para su posible separación. Así tenemos por ejemplo siempre desconectores a ambos lados de un interruptor de potencia. Los desconectores no pueden cerrar o abrir circuitos energizados, pero deben una vez cerrados resistir conducir las corrientes nominales y hasta de corto circuito. Deben también ofrecer un aislamiento seguro entre fases y entre fase y tierra.

En el caso de los *desconectores a tierra*, son desconectores como los anteriormente descritos, pero no requieren soportar corrientes nominales o resistir corrientes de corto circuito. Ya que se utilizan únicamente para aterrizar elementos del sistema que están aislados previamente, pero que es necesario aterrizarlos para desenergizarlos completamente. Como es el caso de líneas de transmisión o cargas capacitivas.

En algunas aplicaciones en medio voltaje (10-35kV) no se justifica un interruptor de potencia y se tiene un desconector con una capacidad para interrumpir a bajos niveles de corriente nominal. Este tipo de desconectores tienen un medio de extinción de arco eléctrico y son llamados interruptores de carga. Otra opción es combinar un desconector con fusibles, en este caso se protege principalmente contra corto circuito.

3.3 Interruptores en reducido volumen de aceite

Estos interruptores trabajan por medio de flujos de aceite como medio de extinción del arco, y se utiliza la energía propia del arco para generar dichos flujos. Efectos de extinción del arco:

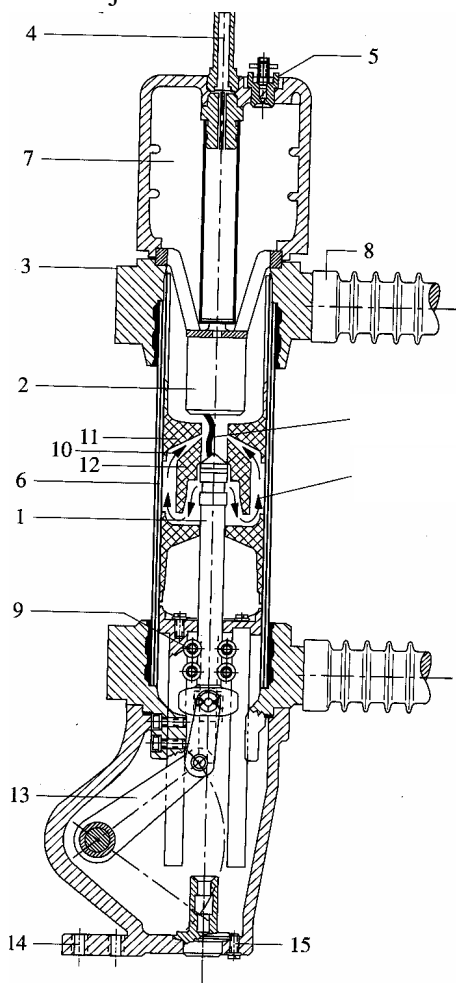
- Efecto del hidrógeno
El arco eléctrico segrega hidrógeno contenido en el aceite, el cual siendo buen conductor térmico permite un rápido enfriamiento del arco.
- Efecto del flujo de aceite
El arco genera altas temperaturas y elevada la presión en la cámara de extinción provocando flujos de aceite en el interior de la cámara.
- Efecto de la expansión
La alta temperatura del arco forma una cubierta de gas en el núcleo del arco. Al cruce por cero de la corriente se carece repentinamente de energía para mantener esa temperatura tan alta en el núcleo del arco por lo que es envuelto este punto por aceite líquido. Este es un medio de enfriamiento muy eficaz, ya que se enfría en la parte más caliente del arco.

En la mayoría de los casos se presentan los tres efectos en paralelo. Aunque en el caso de bajos niveles de corriente de desconexión actúa predominantemente el efecto hidrógeno. Y los otros dos en el caso de altos niveles de corriente.

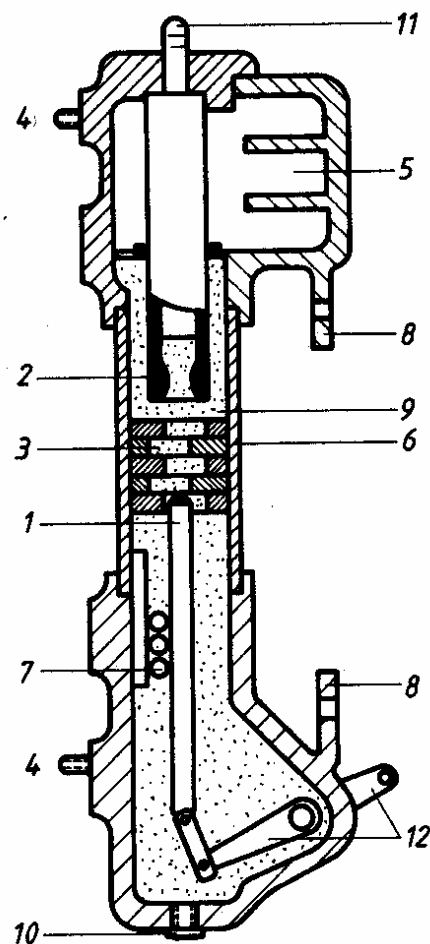
Puede ser problemático la interrupción a bajos niveles de corriente, debido a que no se tenga la suficiente energía para generar los flujos necesarios para extinguir el arco al cruce por cero de la señal de corriente.

Estos interruptores requieren mantenimiento periódico, como revisión, limpieza o cambio de aceite. A continuación se presentan esquemas de interruptores en reducido volumen de aceite para media y alta tensión. Nótese que en el caso del de alta tensión se tienen más pasos de interrupción.

Medio voltaje



Alto Voltaje

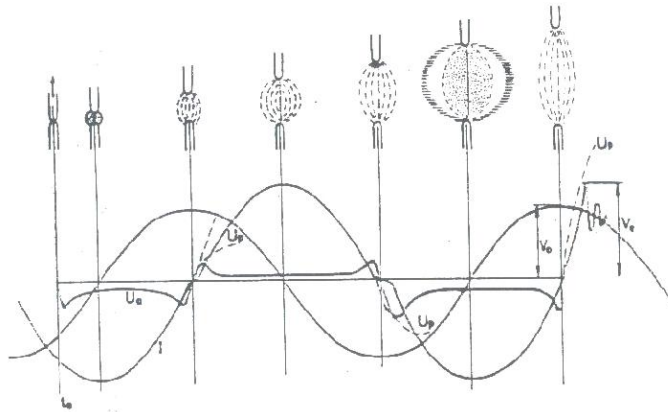


Las ventajas que se tienen con respecto al interruptor de gran volumen son:

- Rápida desionización de la proyección del arco (duración de ruptura de milisegundos).
- Baja caída de tensión en el arco (no hay sobretensiones).
- Mínima disipación de energía.

- Muy limitada carbonización de aceite.
- Reducido deterioro de contactos por la mínima disipación de energía.

La *desventaja principal* que se tiene es la siguiente: En caso de una falla del interruptor, el aceite, al inflamarse, produce un aumento excesivo de presión que puede destruir el interruptor.



3.4 Interruptores de potencia neumáticos

También llamados interruptores de aire comprimido o de soplo de aire, se emplean principalmente en instalaciones al aire libre hasta en 800 kV, aunque actualmente se sustituyen por la tecnología del SF₆ en la mayoría de los casos. Los interruptores neumáticos se han usado para aplicaciones especiales como interruptor de banco de generación de 42kA y mayores, interruptores de horno con un muy alto número de operaciones de conexión/interrupción (de 20 a 50 interrupciones por hora) y corrientes de interrupción mucho muy altas.

Los interruptores neumáticos enfrían el arco eléctrico por medio de aire seco y limpio a presión. Las presiones de operación varían entre 15-30 bar, estos niveles son tan altos que el aire en el área del arco eléctrico alcanza muy altas velocidades y puede ser extinguido el arco muy rápidamente, hasta en uno o dos semiciclos.

Estos interruptores trabajan en forma totalmente independiente a la intensidad de corriente presente en el circuito a desconectar. De manera que se opera a niveles constantes de presión de aire así como de masa de aire en la cámara de extinción para cualquier valor de corriente a interrumpir.

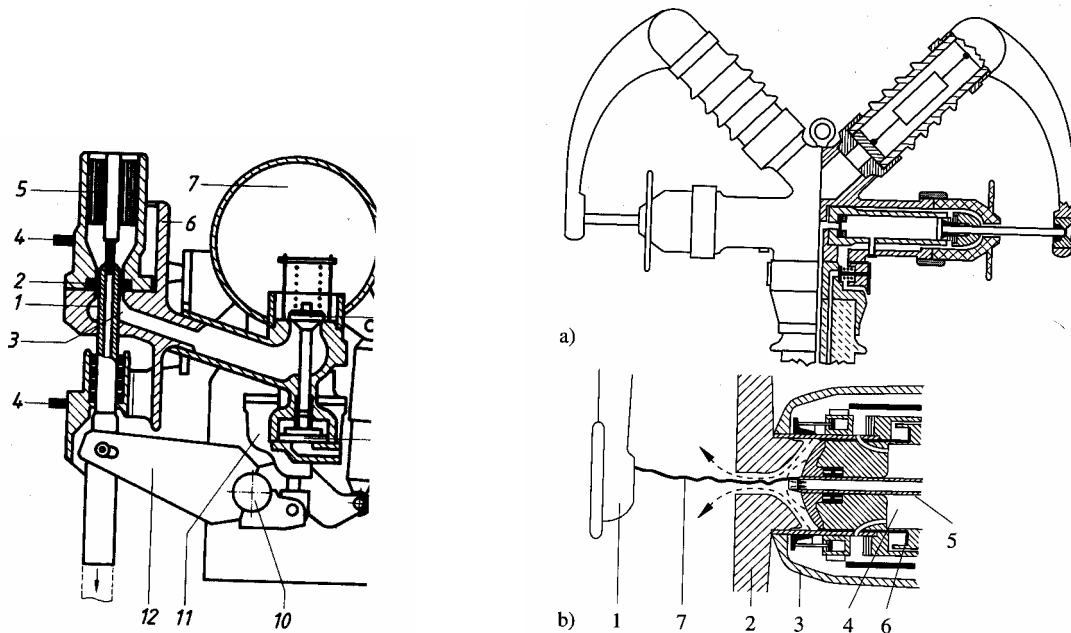
Estos interruptores tienen una fuente externa de aire a presión (Depósito), el aire a presión almacenado se utiliza únicamente al momento de operar y comúnmente se libera al medio ambiente. Dicho aire a presión almacenado funciona tanto para la extinción del arco como para el accionamiento mismo del interruptor.

Para prevenir el reencebado del arco al interrumpir circuitos capacitivos se opera a velocidades muy altas la separación del contacto móvil así como un aumento de la presión de aire en la cámara de extinción en muy corto tiempo.

Para evitar sobrevoltajes al interrumpir pequeñas corrientes inductivas se puede operar el interruptor equipado con resistencias. La distribución igualada del voltaje en las interrupciones múltiples por polo (doble o triple paso) se logra mediante capacitores en paralelo.

Interruptores de este tipo existen hasta niveles de 110 kV con un solo paso, o un solo par de polos o contactos. Para niveles mayores de voltaje se utilizan más pasos y se interrumpe así el arco por medio de dos o tres pares de contactos en serie.

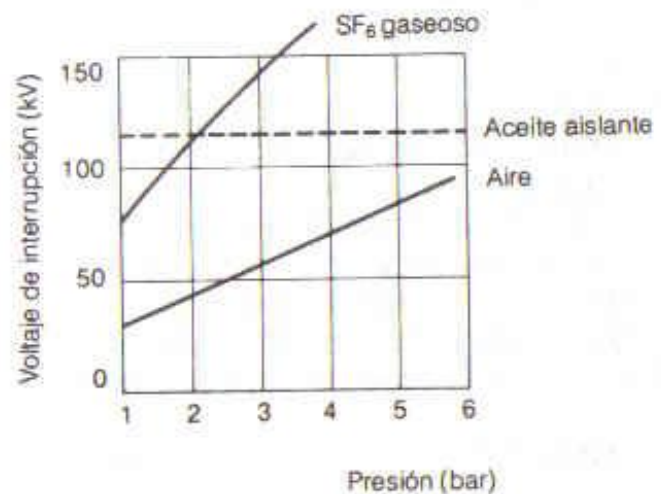
FUNCIONAMIENTO



3.5 Interruptores de potencia SF6

El hexafluoruro de azufre (SF_6) gaseoso ha demostrado ser un medio excelente del enfriamiento del arco y de aislamiento para los interruptores. Es un compuesto muy estable, inerte hasta los 500°C , no inflamable, no tóxico, incoloro y carente de olor.

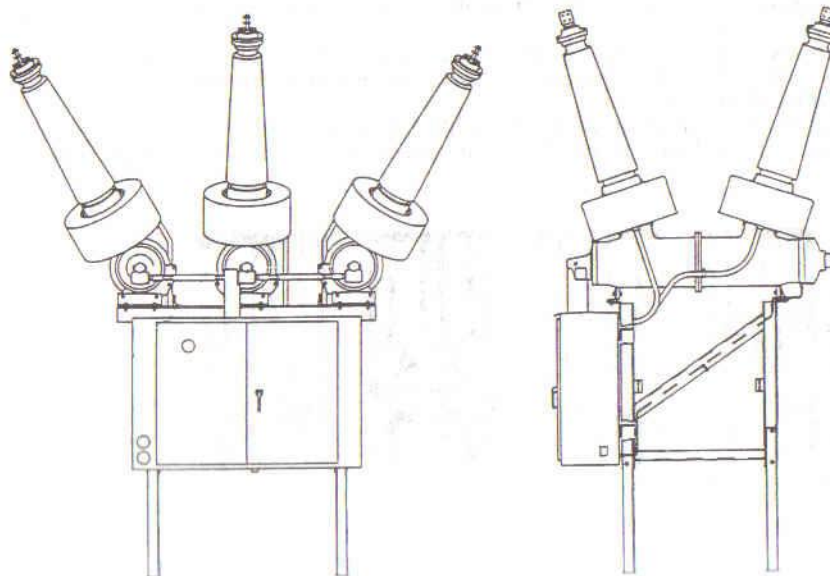
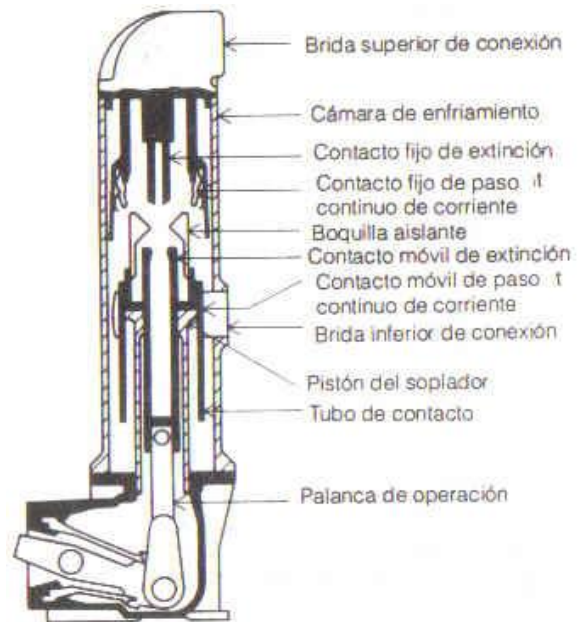
El comportamiento electronegativo del SF_6 , es decir, la propiedad de capturar electrones libres y formar iones negativos, ocasiona la rápida recuperación de la resistencia dieléctrica del canal del arco inmediatamente después de la extinción del arco.



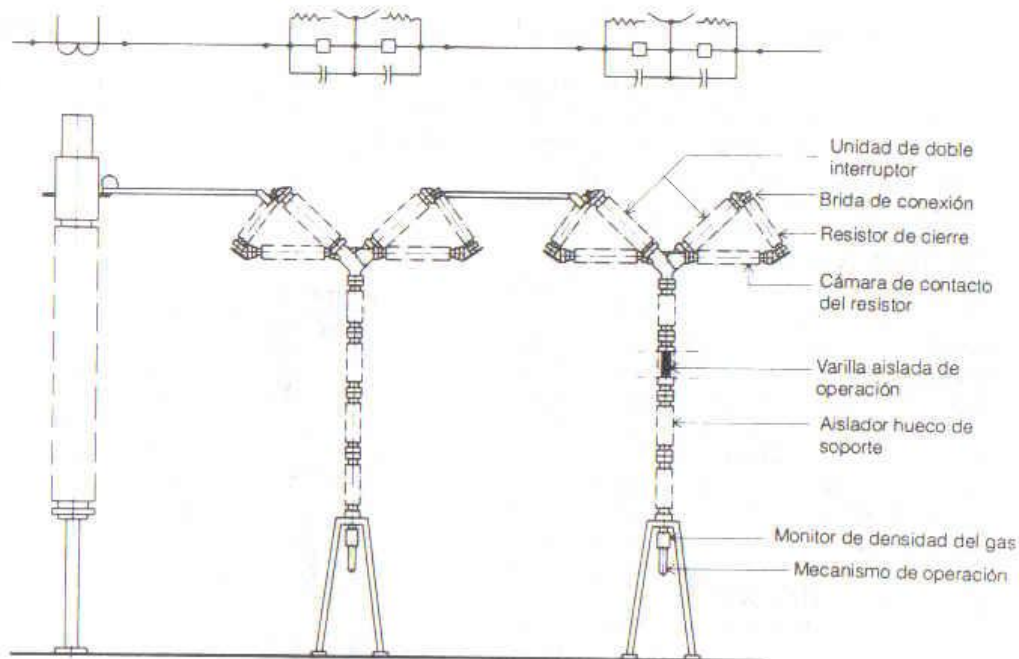
Estos interruptores utilizan hexafluoruro de azufre como medio aislante y para extinción del arco. Este tiene en comparación con el aire a la misma presión una rigidez dieléctrica hasta tres veces mayor. Lo anterior se debe principalmente a su electronegatividad, ya que debido a su estructura molecular, captura electrones libres conductores. Otra razón importante para la rápida extinción del arco es su alta conductividad térmica, que permite un enfriamiento y desionización rápida del arco.

Los interruptores SF₆ trabajan con un circuito cerrado de medio aislante. El aislante SF₆ se tiene normalmente a bajos niveles de presión (3-7 bar) y solamente al operar el interruptor se aumenta la presión en el área cercana al arco, en la llamada cámara de interrupción.

Al igual que en el caso de los interruptores neumáticos para voltajes muy altos de operación se pueden operar varias cámaras de interrupción en serie. Las capacidades de interrupción de estos interruptores es muy alta, por ejemplo 80kA a 800kV, 50kA a 420kV y 40kA a 245kV. Estos interruptores pueden ser de diseño para interiores en subestaciones encapsuladas, o para arreglos de subestaciones al intemperie diseños del tipo tanque vivo o tanque muerto.



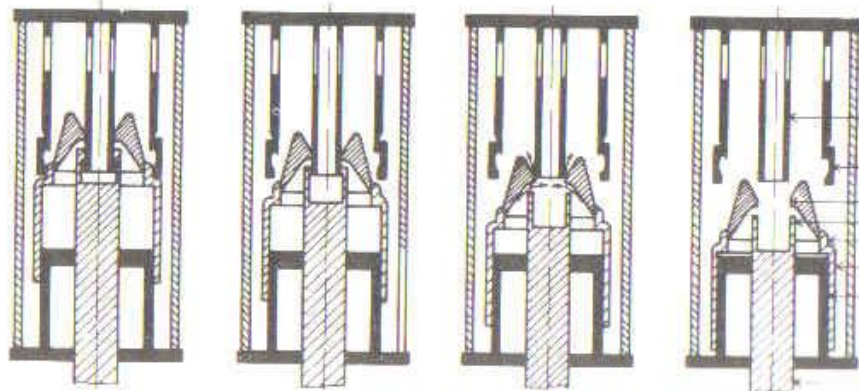
Interruptor SF₆ tanque muerto



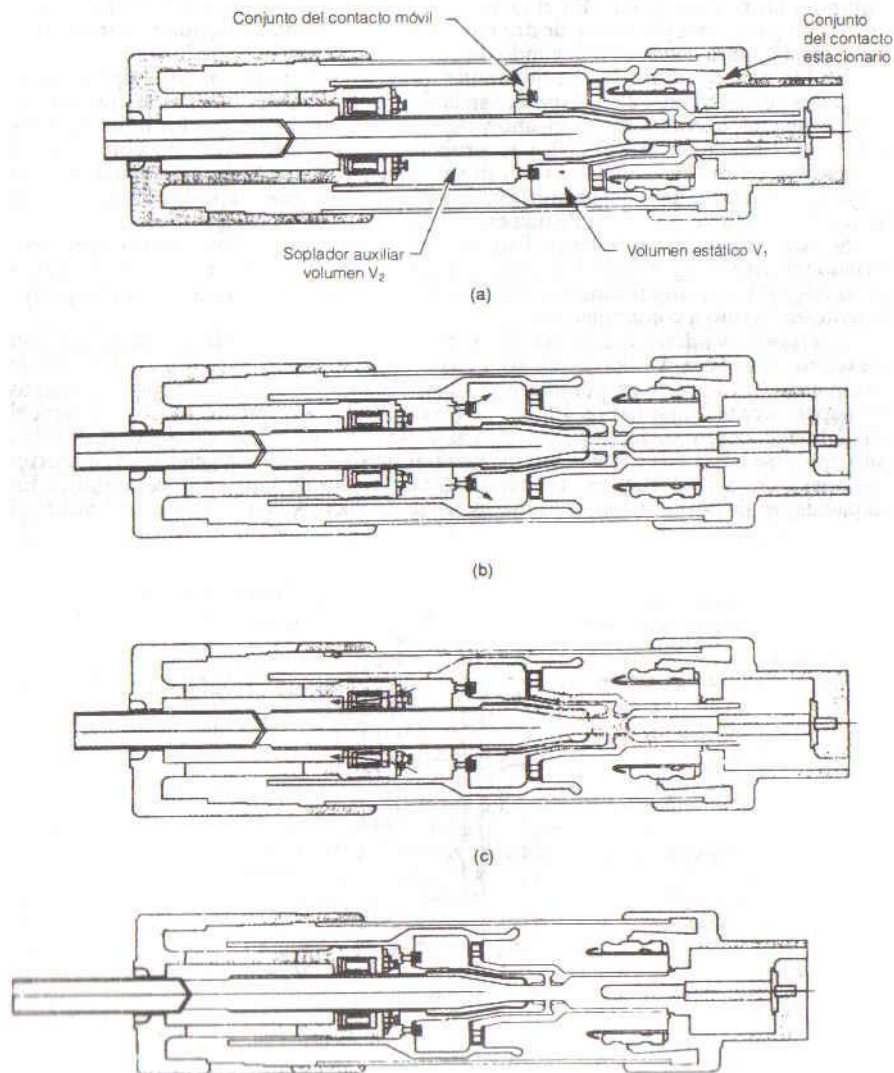
Interruptor SF₆ tanque vivo

Los dos principios fundamentales de extinción del arco son los del tipo soplador y el de autosoplado, mismos que se describen a continuación.

A continuación se ilustra la secuencia de operación de un interruptor SF₆ típico del tipo soplador. En la posición cerrada pasa la corriente sobre los contactos y todo el volumen del polo está sujeto a la misma presión. La precompresión del SF₆ gaseoso comienza con la operación de apertura. Se separan los contactos de paso continuo de corriente y se conmuta la corriente a los contactos de arqueo. En el instante de separación de los contactos de arqueo se alcanza la presión que se requiere para extinguir el arco. El arco producido se jala y se expone al gas, el cual escapa a través del espacio anular situado entre la boquilla de extinción y el contacto móvil de arqueo. Hasta que se alcanza la posición abierta, el SF₆ gaseoso sigue saliendo del cilindro del soplador.



El principio de autosoplado de la interrupción se ilustra a continuación. En el caso de interrupción de corriente alta, la energía del arco calienta el gas, y da lugar a una elevación de presión en el volumen estático (volumen de calentamiento) V_1 . Esta presión enfría luego el arco a una corriente cero que se da en seguida. En el caso de corriente baja, un soplador auxiliar (volumen V_2) genera suficiente presión para la interrupción. Como consecuencia, se reducen en forma considerable las necesidades de fuerza para el sistema mecánico de accionamiento.

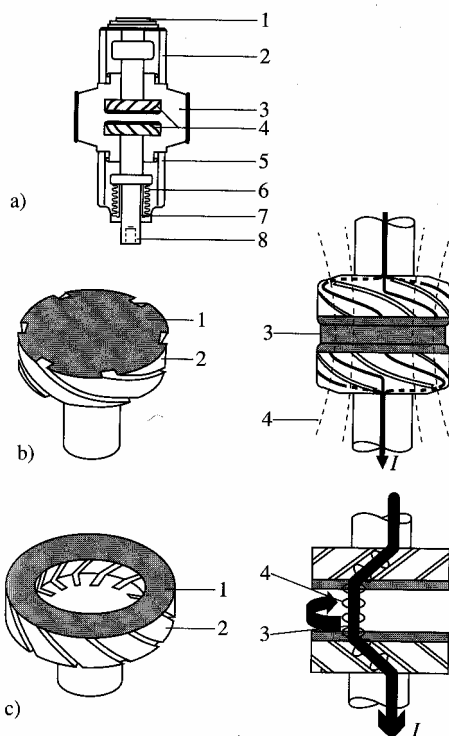


3.6 Interruptores de vacío

En este tipo de interruptores se tienen ambos contactos en una cámara al vacío en el rango de 10^{-4} - 10^{-9} bar. La alta capacidad dieléctrica del vacío permite una distancia entre los contactos de 6 a 25 mm en posición abierto. Este tipo de interruptores tienen principalmente aplicación en voltajes medios hasta 38kV. Aunque existen hasta niveles de 70kV. Son considerablemente compactos, prácticamente no requieren de mantenimiento y tienen larga vida de operación (30 000 interrupciones a corriente nominal, 100 de corto circuito).

Se tienen dos contactos montados sobre una envolvente aislante de la cual se ha evacuado aire. Un contacto es fijo y el otro es móvil. La interrupción en vacío tiene la ventaja inherente de mover un contacto ligero a solo una distancia muy pequeña en un medio dieléctrico casi perfecto. Esto produce una interrupción segura y rápida de las corrientes de carga o de falla.

En los interruptores de vacío el arco eléctrico se presenta por vaporización del material de los contactos, como consecuencia de las altas temperaturas concentradas en algún punto de los contactos y a la presencia del alto vacío en la cámara. Al cruce por cero de la señal se condensa la mayor parte del vapor de metal en los contactos, por lo que no existe gran pérdida de material. Los contactos son comúnmente de cobre y cromo. Por lo anterior la forma y material de los contactos del interruptor son importantes para el comportamiento del arco.



El arco eléctrico es conducido en su propio campo magnético, mientras que el movimiento del mismo y su estado es controlado por el arreglo de los contactos. Con los contactos ranurados se tienen arcos difusos a bajos niveles de corriente, concentrándose al elevarse la corriente. Así que cerca al cruce por cero de la señal se tienen arcos difusos que son más fáciles de extinguir.

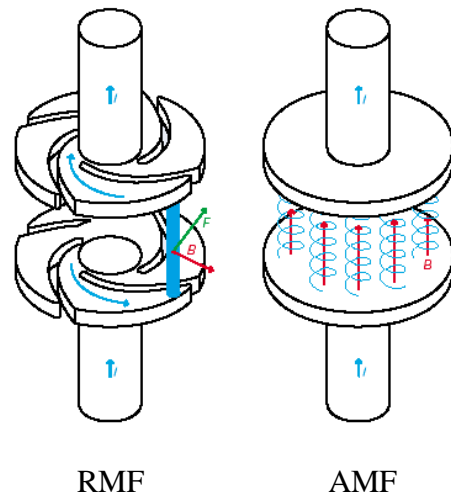
Para evitar un sobrecalentamiento de los contactos en el punto donde se presenta el arco, las ranuras diagonales hacen que el arco gire al rededor de los contactos y no se concentre en un solo punto, por otro lado el campo magnético lo arroja hacia la parte externa de los contactos.

Por medio de este fenómeno se extingue el arco, haciéndolo girar y difundiéndolo, al grado que al cruce por cero se extinga.

Sistemas de contacto de los interruptores en vacío: principio de funcionamiento

Cuando se separan los contactos a través de los cuales fluye la corriente, la explosión del último 'puente de metal' hace que se forme un arco de vapor metálico. Este arco, que consiste exclusivamente en el material del contacto vaporizado, es mantenido por la alimentación externa de energía hasta que la corriente pasa otra vez por el valor cero. En ese momento se extingue finalmente el arco y el interruptor de vacío recupera su capacidad de aislamiento dieléctrico, es decir, puede soportar la tensión transitoria de ruptura. Para asegurar una correcta extinción del arco cuando la corriente alcanza el valor cero, se ha de evitar a toda costa que los contactos sufran una erosión importante durante el paso de la corriente más fuerte. Para

intensidades de aproximadamente 10 kA el arco de vacío empieza a contraerse, lo que puede observarse en primer lugar por la aparición de manchas en el ánodo. La contracción, dependiente en parte del material del contacto, hace que se suministre más cantidad de energía a estos, reduciendo por tanto la capacidad del espacio de vacío para extinguir el arco después de que la corriente haya alcanzado el valor cero. Una forma de aumentar la capacidad de interrupción es modificarla forma geométrica de los contactos. (La geometría de los electrodos genera campos magnéticos, por lo que un cambio de la misma afectará al comportamiento del arco.) Los contactos más ampliamente utilizados generan un campo magnético radial (RMF, Radial Magnetic Field), que crea una fuerza electromagnética según la regla de la mano derecha que actúa sobre el arco de vacío contraído. El arco contraído se desplaza sobre la superficie del contacto a una velocidad de 70-150 m/s. Esta alta velocidad asegura que la erosión de los contactos sea menor, mejorando también de forma significativa la capacidad de interrupción de la corriente. La capacidad de interrupción de los interruptores de vacío puede incrementarse también utilizando sistemas de contacto que generen un campo magnético axial (AMF). Cuando se aplica una densidad de flujo magnético en paralelo al flujo de corriente en el arco, la movilidad de las ondas portadoras perpendiculares al flujo se reduce considerablemente. Esto es especialmente cierto en el caso de los electrones, los cuales tienen una masa menor que los iones. Los electrones giran alrededor de las líneas magnéticas de fuerza, de forma que la contracción del arco se desplaza hacia corrientes superiores. El arco genera una luz difusa y a los electrodos llega menos energía. Esto también aparece indicado por la tensión del arco, que es menor que en los contactos RMF. La ventaja del sistema de contacto RMF radica en la sencillez de su estructura física, mientras que otra de las ventajas de los contactos en espiral es que, en estado cerrado, la corriente puede fluir por los contactos directamente a través de la base, reduciendo por tanto las pérdidas de energía del interruptor de vacío a la intensidad nominal. En muchos sistemas de contacto AMF, el campo magnético axial es generado por una bobina situada detrás de los contactos. Como resultado de ello, la resistencia del interruptor aumenta y las pérdidas óhmicas adicionales durante el servicio reducen la intensidad nominal de la corriente. La única forma práctica en que un interruptor de vacío puede disipar el calor generado es a través de conductores de cobre ya que, en el vacío, la convección no puede considerarse una opción. Como ya se ha dicho, el arco difuso de los sistemas de contacto AMF da lugar a una excelente capacidad de ruptura de las corrientes de cortocircuito. Esto es especialmente cierto en el caso de intensidades



iguales o superiores a 63 kA. Dentro de esta gama de corrientes de cortocircuito, los sistemas de contacto AMF más complejos son claramente preferibles a los contactos RMF convencionales. Las redes con una frecuencia nominal baja (por ejemplo de 16 2/3 Hz) utilizadas para el suministro de energía de tracción en trenes rápidos y urbanos, son otro campo en que vale la pena utilizar los sistemas AMF. Debido a los tiempos extremadamente largos de formación del arco, los interruptores de vacío con contactos AMF deben ser instalados en dichos sistemas a niveles bajos de corriente de carga, del orden de 31,5 kA.

4.- Restauradores y Seccionadores

Los *restauradores*, son equipos que sirven para reconectar alimentadores primarios de distribución. Normalmente el 80 % de las fallas son de naturaleza temporal, por lo que es conveniente restablecer el servicio en la forma más rápida posible para evitar interrupciones de largo tiempo. Para estos casos se requiere de un dispositivo que tenga la posibilidad de desconectar un circuito y conectarlo después de fracciones de segundo.

Los restauradores son dispositivos autocontrolados para interrumpir y cerrar automáticamente circuitos de corriente alterna con una secuencia determinada de aperturas y cierres seguidos de una operación final de cierre ó apertura definitiva. En caso de que la falla no fuera eliminada, entonces el restaurador opera manteniendo sus contactos abiertos. Los restauradores están diseñados para interrumpir en una sola fase o en tres fases simultáneamente y pueden tener control hidráulico o electrónico.

Los siguientes requisitos son básicos para asegurar la efectiva operación de un restaurador:

- 1- La capacidad normal de interrupción del restaurador deberá ser igual o mayor de la máxima corriente de falla.
- 2- La capacidad normal de corriente constante del restaurador deberá ser igual o mayor que la máxima corriente de carga.
- 3- El mínimo valor de disparo seleccionado deberá permitir al restaurador ser sensible al cortocircuito que se presente en la zona que se desea proteger.



Los *seccionadores*, son elementos que no están diseñados para interrumpir corrientes de cortocircuito ya que su función es el de abrir circuitos en forma automática después de cortar y responder a un número predeterminado de impulsos de corriente de igual a mayor valor que una magnitud previamente determinada, abren cuando el alimentador primario de distribución queda desenergizado.

En cierto modo el seccionador permite aislar sectores del sistema de distribución llevando un conteo de las operaciones de sobrecorriente del dispositivo de respaldo.

Por su principio de operación el medio aislante de interrupción puede ser aire, aceite o vacío y en cuanto al control es similar al caso de los restauradores o sea puede ser hidráulico, electrónico ó electromecánico. La misión de este aparato es la de unir o separar de una forma visible diferentes elementos, componentes o tramos de una instalación o circuito.

Aunque los seccionadores han de maniobrase normalmente sin carga, en determinadas circunstancias pueden conectarse o desconectarse con pequeñas cargas. Cuando se trata de corrientes magnetizantes, como la corriente de vacío de los transformadores, y que tienen un carácter claramente inductivo, la carga que pueden cortar los seccionadores es menor. Se puede decir que en tales circunstancias, la potencia máxima que pueden cortar los seccionadores es de 50 KVA.

Los seccionadores habitualmente utilizados en instalaciones eléctricas tienen muy variadas formas constructivas resultando de interés atender a una clasificación según su modo de accionamiento:

- Seccionadores de cuchillas giratorias.
- Seccionadores de cuchillas deslizantes.
- Seccionadores de columnas giratorias
- Seccionadores de pantógrafo.

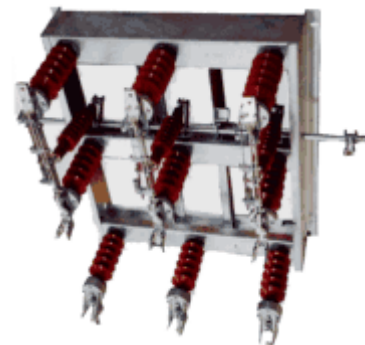
Dentro de esta clasificación se puede añadir que todos ellos pueden tener una constitución monopolar o tripolar.

Construcción Monopolar



T

Construcción Tripolar



Seccionadores de cuchillas giratorias

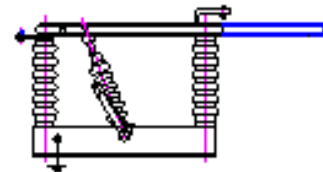
Estos aparatos son los más empleados para media tensión, tanto como para interior como para exterior, pudiendo disponer tanto de seccionadores. La constitución de estos seccionadores es muy sencilla, componiéndose básicamente en una base o armazón metálico rígido (donde apoyaran el resto de los elementos), dos aisladores o apoyos de porcelana, un contacto fijo o pinza de contacto y un contacto móvil o cuchilla giratoria (estos dos últimos elementos montados en cada uno de los aisladores de porcelana).

La principal diferencia entre los seccionadores de cuchillas giratorias para instalación en interior e instalación en intemperie estriba en el tamaño y forma de los aisladores que soportan los contactos.

En muchos casos resulta conveniente poner a tierra las instalaciones cuando se ha de trabajar en ellas, para lo cual se construyen seccionadores con cuchillas de puesta a tierra accionadas por medio de una palanca auxiliar maniobrada con la pértiga de accionamiento.

Seccionadores de cuchillas deslizantes

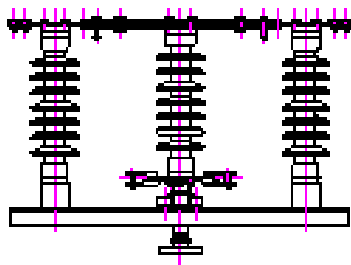
Con una estructura muy similar a la de los seccionadores de cuchillas giratorias, descritos anteriormente, poseen la ventaja de requerir menor espacio en sus maniobras dado que sus cuchillas se desplazan longitudinalmente, por lo que se puede instalar en lugares más angostos. No obstante, dado su tipo de desplazamiento de las cuchillas, estos seccionadores tienen una capacidad de desconexión inferior en un 70% a los anteriores.



Seccionadores de columnas giratorias

Este tipo de seccionadores se utilizan en instalaciones al intemperie y con tensiones de servicio superiores a 30 KV. Dentro de este tipo de seccionadores cabe distinguir dos construcciones diferentes

1.- Seccionadores de columna giratoria central:



En este tipo de seccionador la cuchilla está fijada sobre una columna aislante central que es giratoria. Con esta disposición se tiene una interrupción doble. Las dos columnas exteriores están montadas rígidamente sobre un soporte metálico de perfiles laminados y son las encargadas de sostener los contactos fijos.

Este seccionador puede montarse también con cuchilla de puesta a tierra, se suele utilizar en instalaciones con tensiones deservicio entre 45 y 400 KV y corrientes nominales comprendidas entre 630 A y 1,200 A.

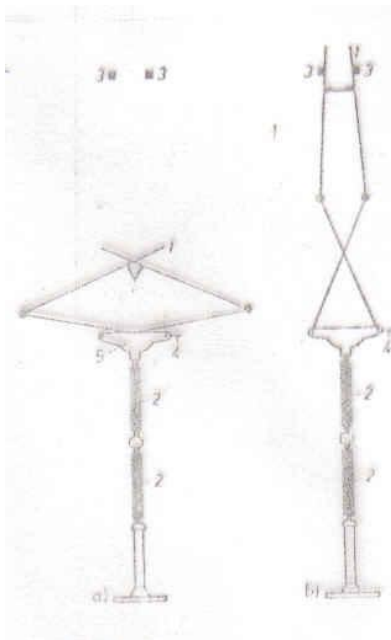
2.- Seccionadores de dos columnas giratorias:

El seccionador dispone de dos columnas en lugar de tres como el modelo de columna giratoria central, siendo ambas columnas portadoras de cuchillas giratorias. En este caso se obtiene solo un punto de aplicación de este seccionador es en instalaciones de intemperie con tensiones de servicio de hasta 110 KV y corrientes nominales comprendidas entre 800 A y 2,000 A. Este tipo de seccionador puede montarse con cuchilla puesta a tierra. El accionamiento de esta clase de seccionadores puede realizarse manualmente, por aire comprimido o por motor eléctrico.

Seccionadores de pantógrafo

Los seccionadores de pantógrafo han sido creados para simplificar la concepción y la realización de las instalaciones de distribución de alta tensión en intemperie (se suelen utilizar para la conexión de entre líneas y barras que se hallan a distinta altura y cruzados entre si). Conceptualmente se distinguen de los anteriores seccionadores mencionados porque el contacto fijo de cada fase ha sido eliminado, realizando la conexión del contacto móvil directamente sobre la línea (en un contacto especial instalado en la misma).

Estos seccionadores se disponen para tensiones de servicio entre 132 y 400 KV en corrientes nominales entre 800 A y 1,600 A cuyos componentes principales, por polo o fase, son por lo general los siguientes.



El soporte inferior: en cuyo interior se sitúan los resortes que aseguran la presión de contacto, así como el eje de mando.

La columna soporte: constituida por dos aisladores súper puestos y acoplados entre si por fijación mecánica. Esta columna contiene el eje aislante de resina sintética que asegura el enlace entre el pantógrafo y el eje de mando.

El soporte superior: en cuyo interior esta fijado el mecanismo que ataca los brazos inferiores del pantógrafo.

El pantógrafo propiamente dicho: constituido por cuatro brazos horizontales cruzados, dos a dos por cuatro brazos verticales y por los contactos móviles.

El contacto de línea: Fijado a la línea por una derivación en forma de T.

Mando de seccionadores

Los mandos para seccionadores de alta tensión son muy variados, los cuales se pueden agrupar en distintas clasificaciones de las que una podría ser la siguiente:

- Mando por pértiga.
- Mando mecánico a distancia.
- Mecanismo de biela y manivela.
- Mecanismo por árbol, y transmisión.
- Mecanismos por cadena y piñones.

- Mando por servomotor.
- Motor eléctrico con reducción.
- Grupo motor-bomba y transmisión hidráulica.
- Grupo motor-compresor y transmisión neumática.

Los mandos por pértiga y mecánico a distancia son los más utilizados en instalaciones de media tensión.

Los mandos por servomotor se emplean principalmente en seccionadores de columnas giratorias y en los seccionadores de pantógrafo.

5.- Cortacircuitos fusibles

El cortacircuitos fusible, o fusible de forma abreviada, puede ser definido como un dispositivo de protección destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico al ser atravesado por una sobrecorriente que puede poner en peligro los equipos e instalaciones del sistema. Esta sobrecorriente puede ser debida a sobrecargas o cortocircuitos.

El corte se produce mediante la fusión de un alambre incluido en el aparato y colocado en serie con el circuito. El paso de una sobrecorriente de determinado valor, hace que se caliente en demasía y llegue a fundirse, eliminando de esta forma la falta. Lógicamente están diseñados para fundirse en un tiempo especificado para cada valor de corriente.

El fusible está diseñado para que la banda de metal pueda colocarse fácilmente en el circuito eléctrico. Si la corriente del circuito excede un valor predeterminado, el metal fusible se derrite y se rompe o abre el circuito. La intensidad nominal de un fusible, así como su poder de corte, son las dos características que definen a un fusible.

La intensidad nominal es la intensidad normal de funcionamiento para la cual el fusible ha sido proyectado, y el poder de corte es la intensidad máxima de cortocircuito capaz de poder ser interrumpida por el fusible. Para una misma intensidad nominal, el tamaño de un fusible depende del poder de corte para el que ha sido diseñado,

Los fusibles se dividen en dos clases dependiendo de la potencia a la cual van a operar.

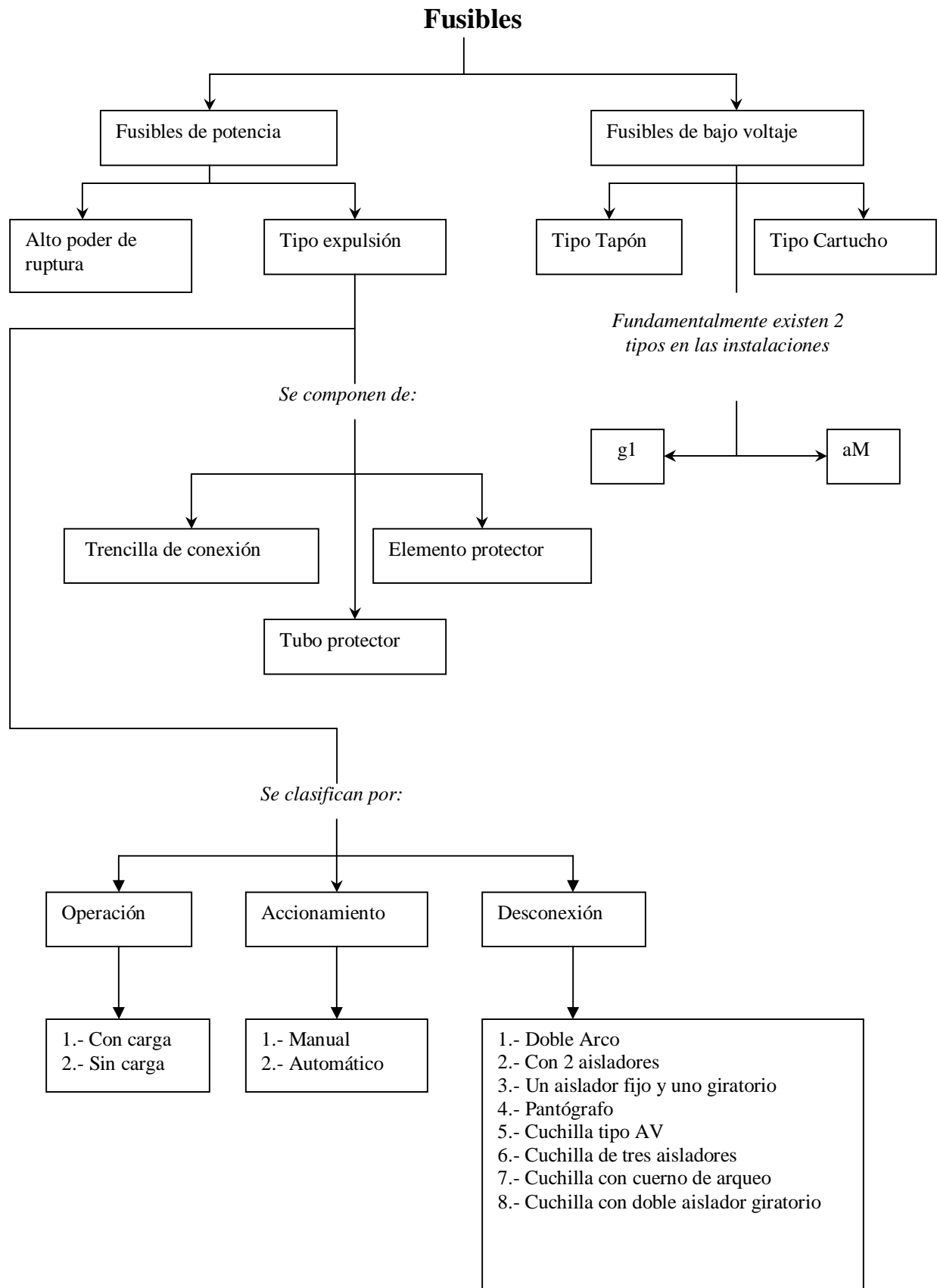
Fusibles de potencia (sobre 600 volts). Están en uso dos tipos de fusibles de potencia que son:

- a) Limitadores de corriente y
- b) Tipo de expulsión

Fusibles de bajo voltaje (600 volts) y menos. Estos a su vez se subdividen en:

- a) Tipo tapón y
- b) Tipo cartucho.

Un fusible cilíndrico está formado por una banda de metal fusible encerrada en un cilindro de cerámica o de fibra. Unos bornes de metal ajustados a los extremos del fusible hacen contacto con la banda de metal. Este tipo de fusible se coloca en un circuito eléctrico de modo que la corriente fluya a través de la banda metálica para que el circuito se complete.





Fusible tipo cartucho



Fusible tipo tapón

Los últimos desarrollos en el campo de los fusibles incluyen modelos que permiten una sobrecarga momentánea sin que se rompa el circuito. Éstos son necesarios en los circuitos que se utilizan para alimentar los aparatos de aire acondicionado ya que en estos dispositivos es posible que la alimentación inicial sea mayor. Otro tipo de fusibles de fabricación reciente contiene diversas conexiones que pueden seleccionarse mediante un conmutador. Si una de las conexiones se funde, se puede seleccionar otra sin remplazar el fusible.

5.1 Cortacircuitos fusibles de baja tensión

Los cortacircuitos fusibles son el medio más antiguo de protección de los circuitos eléctricos y se basan en la fusión por efecto de Joule de un hilo o lámina intercalada en la línea como punto débil.

Los cortacircuitos fusibles o simplemente fusibles son de formas y tamaños muy diferentes según sea la intensidad para la que deben fundirse, la tensión de los circuitos donde se empleen y el lugar donde se coloquen.

El conductor fusible tiene sección circular cuando la corriente que controla es pequeña, o está formado por láminas si la corriente es grande. En ambos casos el material de que están formados es siempre un metal o aleación de bajo punto de fusión a base de plomo, estaño, zinc, etc.

Fundamentalmente encontraremos dos tipos de fusibles en las instalaciones de baja tensión:

gI (fusible de empleo general)

aM (fusible de acompañamiento de Motor)

Los fusibles de tipo gI se utilizan en la protección de líneas, estando diseñada su curva de fusión "intensidad-tiempo" para una respuesta lenta en las sobrecargas, y rápida frente a los cortocircuitos.

Los fusibles de tipo aM, especialmente diseñados para la protección de motores, tienen una respuesta extremadamente lenta frente a las sobrecargas, y rápida frente a los cortocircuitos. Las intensidades de hasta diez veces la nominal (10 In) deben ser desconectadas por los aparatos de

protección propios del motor, mientras que las intensidades superiores deberán ser interrumpidas por los fusibles aM.

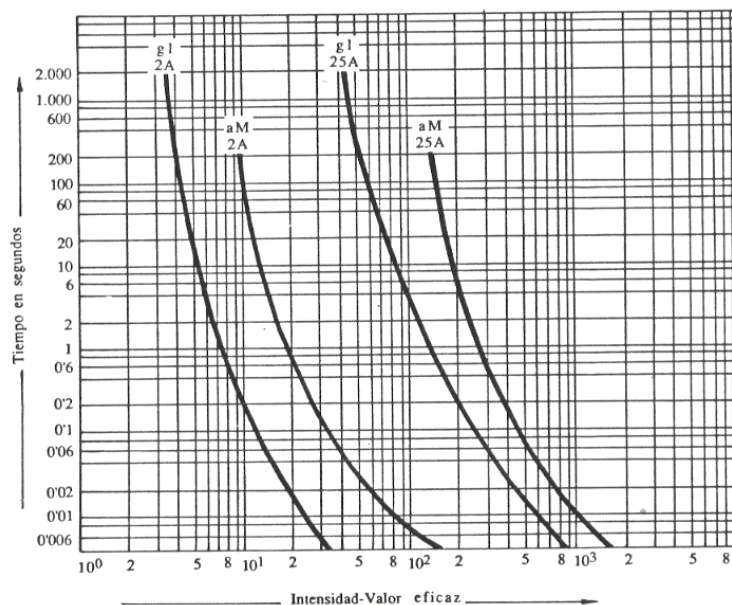
Un gran inconveniente de los fusibles es la imprecisión que tiene su curva característica de fusión frente a otros dispositivos que cumplen el mismo fin, tales como los interruptores automáticos. Esto equivale a decir que la banda de dispersión de los fusibles es mayor que la de los interruptores automáticos, pese a que el fabricante solamente facilita la curva media de los fusibles.

Otro inconveniente de los fusibles es la facilidad que tienen de poder ser usados con una misma disposición de base, hilos o láminas no adecuadas. Así mismo, la independencia de actuación de los fusibles en una línea trifásica supone un serio problema, ya que con la fusión de uno de ellos se deja a la línea a dos fases, con los inconvenientes pertinentes que ello conlleva.

La selectividad entre fusibles es importante tenerla en cuenta, ya que de ello dependerá el buen funcionamiento de los circuitos. Idéntico problema se nos presentara con la selectividad de los interruptores automáticos.

Entre la fuente de energía y el lugar de defecto suele haber varios aparatos de protección contra cortocircuitos. Para desconectar la zona afectada, es necesario que los fusibles reaccionen de forma selectiva, es decir, debe desconectar primero el fusible más próximo al lugar de defecto. Si por alguna causa este fusible no responde correctamente, debe actuar el siguiente, y así sucesivamente.

La selectividad entre dos fusibles se determina gráficamente mediante la comparación de ambas características de disparo; para ello, las curvas, a la misma escala, no deben cortarse ni ser tangentes. Esto es cierto en el caso de sobrecargas y pequeñas intensidades de cortocircuito, pero no lo es en el caso de intensidades muy grandes de cortocircuito, ya que aquí los tiempos de fusión son extremadamente cortos y solamente es posible la selectividad en fusibles con una notable diferencia de valor nominal de la intensidad.



5.2 Cortacircuitos fusibles de Alta tensión

Son dos los tipos de fusibles más utilizados en A. T., siendo su diferencia principal la forma de eliminar el arco de energía que se produce en la falta del sistema. De esta forma tenemos los fusibles Alto Poder de Ruptura y los cortacircuitos de expulsión.

Fusibles de alto poder de ruptura (A.P.R.)

También denominados fusibles de ruptura rápida, tienen como característica principal la rapidez de intervención ante un cortocircuito, impidiendo que el valor de corriente producido llegue al nivel de cresta que se alcanzaría, en su ausencia, en el circuito. Son por tanto limitadores de corriente.

La extrema velocidad de corte se logra repartiendo la corriente que atraviesa el fusible entre varios hilos conductores de pequeña sección, dispuestos en paralelo, que están contruidos de plata. Aparte de tener unas excelentes cualidades eléctricas, la plata no se oxida a altas temperaturas, a diferencia del cobre, con lo que no pierde sección útil, permitiendo asegurar un mejor calibrado y eliminando de esta forma un corte no deseado.

Estos hilos están dispuestos en el interior de un tubo aislante, generalmente cerámico o de porcelana, que dispone de dos contactos metálicos en sus extremos. El interior está relleno por un material encargado de enfriar el arco y por tanto de ayudar a su extinción. Se suele utilizar polvo de arena de sílice o cuarzo para este cometido. Al producirse el arco, los vapores metálicos procedentes de la fusión de los hilos de plata son enfriados en la arena, y por tanto el arco tiene que cebarse a través de un material altamente resistivo que provoca su extinción, al aumentar enormemente la tensión de reencendido del mismo

Los fusibles A.P.R se utilizan como elementos de protección de baterías de condensadores, motores, líneas aéreas de M. T. y transformadores de M. T, siempre en instalaciones de poca potencia.

Cortacircuitos de expulsión

Están contruidos por un tubo protector en cuyo interior está dispuesto el elemento fusible, y unido a él la trencilla de conexión. En el momento de producirse el arco, la generación consiguiente de gases provoca la expulsión de la trencilla con el posterior alargamiento y soplado del arco, que provoca su extinción.

Las características más sobresalientes de estos son:

Tubo protector: Contruido de papel barnizado; interiormente lleva un recubrimiento especial que ayuda a la extinción del arco.

Elemento fusible: De plata, lo que le confiere una gran exactitud en el calibrado, unas excelentes propiedades contra la corrosión, y gracias a la gran conductividad de este material, permite una configuración helicoidal del elemento, con lo que se consigue minimizar el efecto corona.

Trencilla de conexión: Generalmente construida en cobre, debe tener la sección suficiente para evitar calentamientos no deseados por el paso de corriente nominal

La expulsión de gases en estos dispositivos hace que se utilicen exclusivamente en instalaciones exteriores. Su ámbito de aplicación se encuentra reducido a tensiones de hasta 36 KV., y se utilizan para la protección transformadores sobre poste, baterías de condensadores y derivaciones de línea aérea a subterránea.

Para protección de transformadores o de líneas, los elementos fusibles están situados en el interior de un tubo portafusible, el cual está colocado sobre un soporte, debidamente aislado de masa. La base portafusible en su interior está revestida por un material que ayuda a enfriar y eliminar el arco. Exteriormente están confeccionados de fibra de vidrio, lo que le proporciona una alta resistencia mecánica.



En el momento de producirse la fusión, la base portafusible se suelta de la conexión superior, dejando de esta forma una apertura visible del circuito. La fusión del cartucho se hace visible mediante un percutor de señalización, el cual sale al exterior al actuar al fusible.

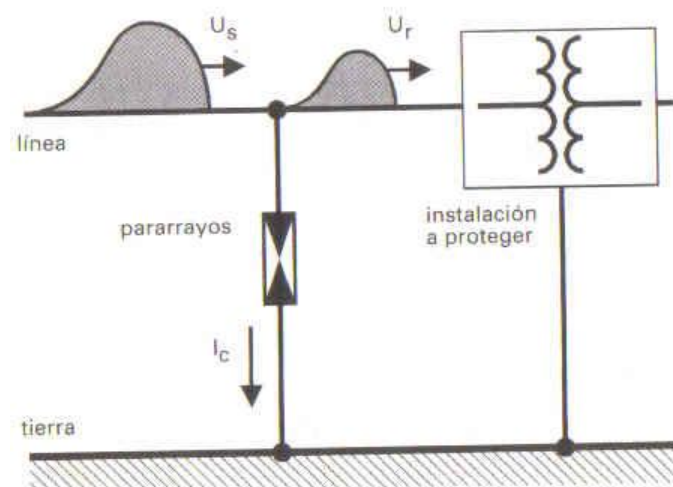
Para reponer el fusible basta con descolgar esta base de la bisagra inferior y cambiar el elemento fusible interior.

6.- Apartarrayos

Se denominan en general Apartarrayos a los dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que en otro caso, se descargarían sobre aisladores o perforarían el aislamiento. Ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y, en muchos casos, desperfectos en los generadores, transformadores, etc.

Para su correcto funcionamiento, los Apartarrayos se hallan permanentemente conectados entre la línea y tierra, y se han de elegir con unas características tales que sean capaces de actuar antes de que el valor de la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento de los elementos a proteger (lo que se conoce como coordinación de aislamiento), pero nunca para los valores de tensión normales.

A estos dispositivos se les denomina apartarrayos porque en un principio su única misión era la de limitar las sobretensiones de origen atmosférico. Posteriormente se ampliaron sus funciones, utilizándose frente a otro tipo de sobretensiones, como las de origen interno, por lo que parece más adecuada la nomenclatura a descargadores de sobretensión, aunque se mantienen, por costumbre y convención, la denominación de apartarrayos.



Los apartarrayos han sufrido una evolución importante, pasando de los apartarrayos de cuernos, en los que la descarga de sobre tensión se realizaba sobre dos cuernos metálicos separados por una capa de aire, a los actuales apartarrayos auto valvulares, cuyo principio de funcionamiento se basa en la descarga de la sobre tensión sobre unas válvulas o resistencias variables con el valor de la tensión.

6.1 Origen de las sobretensiones

Sobretensiones originadas en el sistema

Estas pueden ser originadas por desconexión repentina de carga, influencia mutua entre líneas paralelas de transmisión, siendo esto significativo únicamente en caso de falla por corto circuito en una de las líneas. Otra causa puede ser la interrupción de circuitos capacitivos o pequeñas corrientes inductivas.

Sobretensiones de origen atmosférico

Descargas en forma de rayos, que se presentan con mayor frecuencia en líneas de transmisión y subestaciones a la intemperie. En la atmósfera se forman ambientes con cargas eléctricas diferentes (+/-) a lo que se le llama polarización.

Un *rayo en el interior de una nube* polarizada tiende a equilibrar las cargas en la misma. Un *rayo Nube-Tierra* es el que se presenta más frecuentemente (88%) y el que alcanza mayores intensidades de energía. En este caso se tienen nubes en la atmósfera cargadas negativamente y estas cargas negativas se aproximan a la tierra en donde influyen cargas positivas para provocarse la descarga. Estadísticamente se sabe que el 50% Por ciento de los rayos de este tipo alcanzan una intensidad de 30 kA, pudiendo alcanzar hasta los 200 kA con un 1% de probabilidad.

El *rayo Tierra-Nube* es muy esporádico y se genera al cargarse negativamente partes metálicas muy altas sobre la tierra. Lo que provoca una descarga sobre nubes cargadas positivamente. Pero los niveles de energía en este caso son mucho menores.

Las descargas atmosféricas pueden provocar altos sobrevoltajes al descargarse directamente en una línea de transmisión o cualquier otro elemento. Pueden provocar sobrevoltajes indirectamente al descargarse en un medio cercano a la línea de transmisión o a cualquier otro elemento.

Son para remarcar los sobrevoltajes provocados por una alta resistencia de tierra en el elemento que sufre la descarga. Frecuentemente sufren las descargas las torres de las líneas y estas están siempre aterrizadas, pero al tener una resistencia de tierra muy grande por ejemplo 10 Ohm y presentarse una descarga de 50kA, lo anterior equivaldría a tener energizada esta torre a 500kV al instante de la descarga. Lo que rebasaría la capacidad de los aisladores y en consecuencia se tendría un sobrevoltaje en el sistema por esta razón.

6.2 Valores característicos

Las características que definen a un apartarrayos son expresadas por los siguientes conceptos:

Tensión nominal del apartarrayos: es el valor máximo de la tensión, en condiciones normales, expresados en kilovolts.

Frecuencia nominal del apartarrayos: es la frecuencia o banda de frecuencia, nominal de la red para la cual el pararrayos está previsto.

Corriente de descarga: onda de corriente evacuada por el apartarrayos después de un cebado.

Corriente de descarga nominal: es la corriente de descarga que tiene la amplitud y forma de onda especificadas, utilizada para definir un apartarrayos.

Corriente subsiguiente: es la corriente suministrada por la red y evacuada por el apartarrayos después del paso de la corriente de descarga.

Tensión residual de un pararrayos: tensión que aparece entre los bornes de un apartarrayos durante el paso de la corriente de descarga,

Tensión de cebado a frecuencia nominal de un apartarrayos: valor eficaz de la mínima tensión a frecuencia nominal que, aplicada entre bornes del apartarrayos, una vez provocado el cebado de todos los explosores en serie.

Tensión de cebado al choque de un apartarrayos: Valor de cresta de la máxima tensión que es alcanzada antes del paso de la corriente de descarga cuando una onda de forma y polaridad determinada es aplicada entre los bornes de un apartarrayos.

Coefficiente de puesta a tierra de una red trifásica: relación entre la tensión eficaz más elevada entre la fase o fases sanas y la tierra, en el lugar de emplazamiento del apartarrayos, en casos de defecto a tierra (cualquiera que sea el lugar de defecto), y la tensión eficaz entre las fases más elevadas de la red, expresado en tanto por ciento de esta última.

Nivel de protección a las ondas de choque de un apartarrayos: es el valor de cresta más elevado de la tensión de choque que puede aparecer entre los bornes de un pararrayos en las condiciones prescritas.

Nivel de protección nominal a las ondas de choque de un apartarrayos: es el nivel de protección a las ondas de choque cuando la tensión residual corresponde a la corriente de descarga nominal.

Relación de protección: es la relación entre el nivel de aislamiento del material protegido y el nivel de protección del apartarrayos expresado según un múltiplo de esta última.

6.3 Descripción y principios de funcionamiento de los apartarrayos.

Los dos tipos de apartarrayos más utilizados hoy en día son, el de explosores y carburo de silicio y el de óxidos metálicos, los cuales mantienen una cierta similitud desde un punto de vista constructivo y funcional, aunque se hace necesaria una descripción de sus componentes por separado.

Apartarrayos de explosores y carburo de silicio.

Es el apartarrayos más antiguo, también llamado autovalvular. Consta de una envolvente cerámica en cuyo interior están conectadas en serie las resistencias no lineales de carburo de silicio con los explosores metálicos, aislados entre sí por separadores cerámicos.



Envolvente cerámico: son generalmente de porcelana blanca o roja de alta resistencia, fabricada por un proceso húmedo y con una línea de fuga larga para que ningún arco contornee bajos efectos de contaminación.

Válvulas o resistencias no lineales de carburo de silicio. Tiene como misión limitar el paso de corriente a tierra cuando el pararrayos se ha cebado por una sobre tensión.

Explosores: se hallan conectados en serie con el conjunto de resistencias no lineales, y son los que están conectados directamente a la línea. Cuando se producen sobretensiones que sobrepasan un cierto nivel de tensión, estos se ceban, permitiendo así el paso de corriente a través de las resistencias y dirigidas a tierra.

Sistema de sellado: se realizan con anillos de goma sintética blanda de cloropreno. Este sistema garantiza su duración, ya que se hayan rodeados de gas inerte, como el nitrógeno, en estado puro y seco.

Conexión de tierra eyectable: tiene una doble misión, siendo por un lado la de conectar el apartarrayos con tierras y garantizar el paso de la corriente de descarga, y por otro lado su misión es la de evitar la inutilización de una línea por fallo de un apartarrayos como consecuencia de una serie continuada de descargas o una sobre tensión mantenida y prolongada. Cuando se avería el apartarrayos por una sobrecarga térmica, funciona un dispositivo de eyección, desconectando el cable de conexión a tierra y poniendo, de esta forma, el apartarrayos fuera de servicio.

Apartarrayos de óxidos metálicos

Son más modernos, de construcción similar a los anteriores, pero carecen de explosores. A continuación se describen sus partes principales.

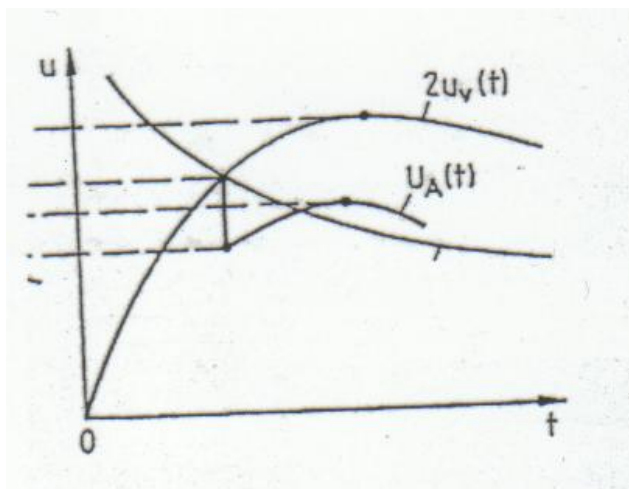
Envolvente exterior: puede ser un envolvente cerámico de porcelana blanca o roja de alta resistencia de las mismas características que el apartarrayos de carburo de silicio, o un envolvente polimérico mucho más ligero y resistente a golpes en el proceso de empaquetado y transporte.

Resistencias no lineales de óxido metálico: tienen idéntica misión que las resistencias de carburo de silicio pero con un coeficiente de no linealidad mucho mas elevado, con lo que se consigue que tensiones nominales de servicio, estas resistencias conduzcan una corriente de fuga despreciable, mientras que frente a una sobre tensión, absorben perfectamente la corriente de descargas. Conexión a tierra eyectable: de las mismas características que la del apartarrayos de explosores y carburo de silicio.

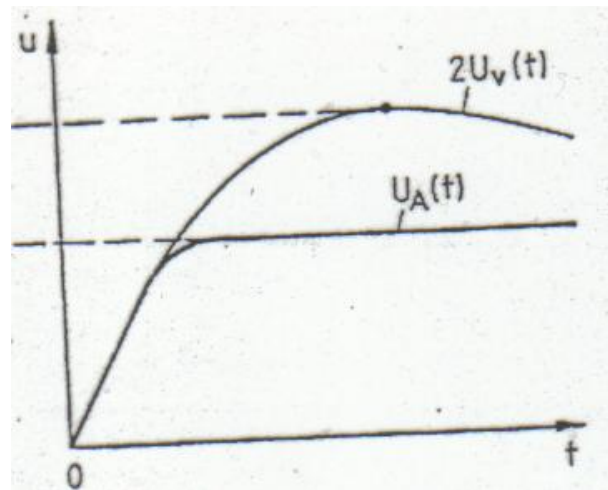


Funcionamiento de los apartarrayos

Un apartarrayos, sin tener en cuenta sus características constructivas, debe limitar sensiblemente las sobretensiones peligrosas para el equipo a unos valores perfectamente conocidos y que no exponga riesgos para el mismo. Esta misión la cumplen los apartarrayos de carburo de silicio y los de óxidos metálicos, aunque de forma diferente.

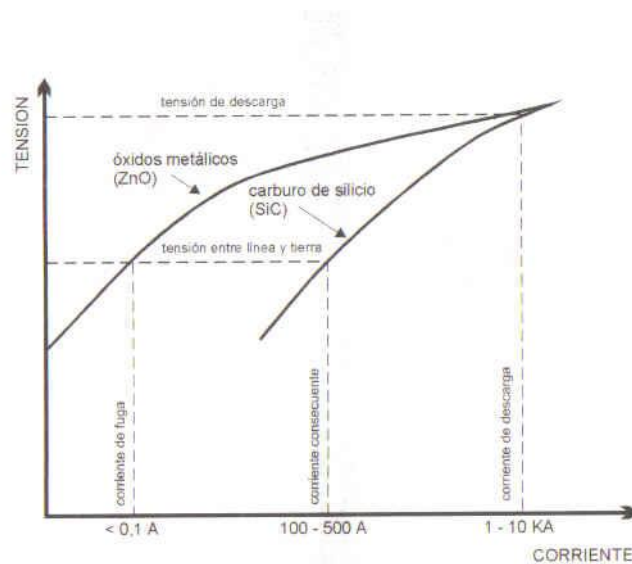


Autovalvular



Óxido de Zinc

Los apartarrayos de carburo de silicio, llamados convencionales, utilizan válvulas de resistencias no lineales de carburo de silicio en serie con una estructura de explosores, a través de los cuales se descargan las sobretensiones y en los que se limita y se corta la corriente subsiguiente. Cuando el apartarrayos es alcanzado por una onda de sobretensión, el pararrayos no conduce corriente a tierra hasta que la tensión en los explosores es lo suficientemente elevada para ionizar el espacio de aire o dieléctrico existente entre los electrodos de los explosores. Una vez que se han cebado los explosores (a la tensión de cebado de choque), las válvulas o resistencias no lineales comienzan a conducir la corriente de la falla a tierra. Transcurrida la sobre tensión, la corriente de descarga disminuye hasta alcanzar valores de corriente subsiguiente, la cual es fácilmente extinguible por los propios explosores, cortando así la falla a tierra. La utilización de los explosores se hace necesaria debido a que el carburo de silicio tiene un pequeño coeficiente de no linealidad, por lo que el elemento valvular conduciría por sí solo corrientes de elevado valor para la propia tensión de la red, con lo que pronto se destruiría. La misión de los explosores es, pues, la de disminuir la tensión aplicada a las resistencias de carburo de silicio, impedir el paso de corrientes de fuga a valores de tensión de servicio y cortar el paso de la corriente subsiguiente que se produce después de una descarga.



Los apartarrayos de óxidos metálicos disponen de unos elementos valvulares extremadamente no lineales. En condiciones normales de las tensiones de línea con respecto a tierra conducen unos pocos de miliampers de corriente de fuga, que pueden ser perfectamente tolerados de forma continua, por lo que existe una mínima pérdida de potencia asociada a su funcionamiento. Cuando se presenta una sobre tensión y la corriente que circula por el apartarrayos aumenta, la resistencia de las válvulas disminuye drásticamente, por lo que absorben perfectamente la corriente de descarga sin que aumente la tensión entre bornes de apartarrayos. Cuando la corriente de descarga disminuye hasta los valores de corriente subsiguiente, las resistencias de óxidos metálicos aumentan su valor, volviendo a conducir a tierra unos pocos miliampers, por lo que se puede decir en ese momento que la sobretensión se ha extinguido. De esta manera queda patente la innecesaria utilización de explosores en serie u otro dispositivo que aisle las resistencias de la red cuando se trabaja en condiciones normales de operación.

Sin embargo, este funcionamiento continuo añade una nueva serie de criterios de evaluación, como son la buena disipación de los watts consumidos, el envejecimiento a largo plazo y la estabilidad térmica.

7.- Hilos de guarda y pararrayos

Las subestaciones de transmisión y subestaciones receptoras de energía eléctrica están interconectadas por líneas de transmisión. En la parte superior de cada una de las torres llevan un hilo de guarda, cuya función es proteger a las líneas contra descargas atmosféricas. Esta protección consiste en interceptar las descargas atmosféricas y conducir las a tierra por medio de un conductor conectado a tierra. El hilo de guarda se instala en la parte más elevada de la torre de transmisión y subestación. Estos hilos de guarda llevan frecuentemente en su interior fibras ópticas que permiten a la compañía suministradora establecer una red de telecomunicación confiable, rápida y económica, a través de cualquier línea aérea de alta tensión.

El cableado denominado CGFO cumple con la función del cable de tierra tradicional y además el de sistema de telecomunicación económico y de alta capacidad, ya que soporta las necesidades de comunicación de la propia compañía suministradora y al mismo tiempo, una gran capacidad extra para otras aplicaciones u operadores de telecomunicaciones.

La tecnología CGFO emplea fibras de tipo monomodo y multimodo, las primeras se utilizan en cables submarinos e interurbanos a 140 y 565 Mb/s; las segundas en distribución de televisión, transmisión de datos, redes locales y punto a punto y otras aplicaciones. El “núcleo óptico” es un tubo holgado, relleno de gel (absorbente de hidrógeno) y protegido de la temperatura. La parte metálica la conforma un tubo de aluminio y una o dos capas de hilos del mismo metal o acero.

7.1 Sobretensiones por rayos

Podemos decir que básicamente las redes eléctricas están sometidas a los siguientes tipos de perturbaciones:

- a) Perturbaciones internas temporales de duración larga
- b) Perturbaciones internas de maniobra
- c) Perturbaciones externas o atmosféricas

Las perturbaciones externas se caracterizan por ser de una duración más reducida que las restantes y muy fuertemente amortiguadas. Las mismas son las causantes del mayor número de fallas y se producen generalmente por la caída de un rayo sobre las líneas. En este caso, el carácter aleatorio de ciertos parámetros, como la intensidad del rayo, el punto de caída, etcétera; determinan que dichas sobretensiones no puedan definirse mediante un valor concreto para una instalación dada, sino como una distribución de probabilidad de alcanzar una serie de valores. Se ha determinado que según sea la polaridad del centro de carga de la nube, así resulta la polaridad del rayo. Entre el 80 y el 90 % de los rayos son negativos. Mientras que los rayos negativos están formados generalmente por varias descargas, los rayos positivos suelen constar de una sola descarga. Si el sentido de la descarga avanza de la nube a la tierra se tiene un rayo descendente y cuando va en sentido contrario se produce un rayo ascendente. En terreno llano la mayoría de los rayos son descendentes, pero en terreno montañoso pueden producirse rayos ascendentes. Se considera que la intensidad media durante cada descarga principal llega hasta 20.000 / 50.000 A, lo que origina en su recorrido una estrecha columna de aire sobrecalentada a unos 25.000° C. No

obstante, la carga eléctrica real transferida desde la nube a tierra es pequeña, pues dura solamente una fracción de segundo. En total se libera una carga de unos 20 Coulomb y la energía promedio de la descarga es de alrededor de 50 kWh..

Cabe señalar que las distintas normas establecen ondas de choque típicas para simular la acción de la caída de rayos sobre las líneas de transmisión de la energía eléctrica. Así la norma IRAM correspondiente prescribe una onda de corriente en la que el tiempo de crecimiento es de 8 microsegundos, mientras que el lapso hasta que se reduce al 50 % del valor máximo dura 20 microsegundos (onda 8/20). Para ondas de tensión, se adoptan los valores 1,2 y 50 respectivamente. En el caso de impacto del rayo sobre una línea, el rayo puede caer sobre un conductor de fase, y entonces cebarse un arco entre el conductor y un apoyo estructural; o bien puede caer sobre un apoyo o un hilo de guarda, en cuyo caso se puede llegar a producir un arco en el sentido inverso al del caso anterior. Si el rayo cae sobre un conductor de fase, bien por una falta de apantallamiento de los hilos de guarda de la línea o bien porque estos hilos no existen, se originan dos ondas de corriente que parten en direcciones opuestas y de valor igual a la mitad de la intensidad del rayo, dando lugar a dos ondas de tensión cuyo valor depende de la impedancia involucrada. Si dicho valor supera a la tensión de cebado del aislamiento conductor de fase-apoyo de la línea, se producirá una falla en los dos apoyos más próximos al punto de caída del rayo, dando lugar a dos ondas cortadas que viajarán a lo largo de la línea hasta las subestaciones terminales. Si esta tensión no es superior a la de cebado, no se producirá falla del aislamiento de la línea. Se observa que, en todo caso, las ondas de tensión que llegan a una subestación están limitadas por el nivel de aislamiento de la línea de la que proceden. Dado el nivel de aislamiento de una línea, se observa que sólo se produce falla de la misma si la intensidad del rayo que cae sobre un conductor supera cierto valor crítico. En la práctica, la mayor parte de los rayos que caen sobre un conductor de fase dan lugar a una falla de aislamiento. Por esa razón, debe evitarse la caída directa de un rayo sobre los conductores de fase mediante una correcta instalación de los hilos de guarda.

Los hilos de guarda se colocan por encima de los conductores de fase y están unidos a tierra en los apoyos de la línea. De esta manera se reduce el riesgo de caída directa del rayo sobre los conductores. Si el rayo cae sobre un apoyo, la corriente que circula por la estructura metálica de apoyo y a través de su toma de tierra da lugar a la aparición de una tensión importante entre la estructura y los conductores de fase. Esta tensión depende de la intensidad del rayo y de la impedancia que presenta el conjunto apoyo-hilos de guarda-toma de tierra para la onda de frente escarpado correspondiente. Si esta tensión supera el valor de la tensión de cebado de aislamiento conductor-apoyo, se produce una falla de aislamiento correspondiente, que se denomina cebado inverso. En los apoyos de las líneas de alta tensión no es fácil obtener valores de impedancia de la toma de tierra del apoyo para impulsos de frente escarpado inferiores a 10 Ohm, por lo que la probabilidad de un cebado inverso puede ser elevada para líneas de 132 kV y mas pequeña para las de 500 kV debido a la mayor distancia en ellas entre los conductores y los apoyos. Por el contrario, para líneas de media tensión (inferiores a 66 kV), las distancias de aislamiento son suficientemente bajas como para que la probabilidad de cebado inverso sea casi la unidad, no teniendo ningún efecto la instalación de hilos de guarda sobre el riesgo de falla de la línea.

Si el rayo cae sobre un hilo de guarda, se originan dos ondas de intensidad de valor mitad del correspondiente al rayo, que caminan en sentidos opuestos hacia los apoyos, por los cuales se descargan. Acompañando a estas ondas aparecen otras dos de tensión, cuyo valor depende de la impedancia involucrada. Esta tensión en el punto de caída del rayo depende del valor relativo del

tiempo que tarda la onda en llegar al apoyo más próximo y reflejarse en él y del tiempo de subida de la onda. La tensión en el hilo de guarda puede dar lugar a una falla del aislamiento entre hilos de guarda, y conductores de fase o entre éstos y los apoyos adyacentes, que depende de la distancia en el aire entre ellos. El punto más desfavorable es en el centro del vano, en que el tiempo citado es máximo. La menor flecha que se les suele dar a los hilos de guarda en las líneas sirve para aumentar la distancia de aislamiento en el centro del vano. En otro orden de cosas digamos, que en general, en las líneas aéreas el 80% de las fallas son de tipo transitorio, es decir, luego de un tiempo desaparecen.

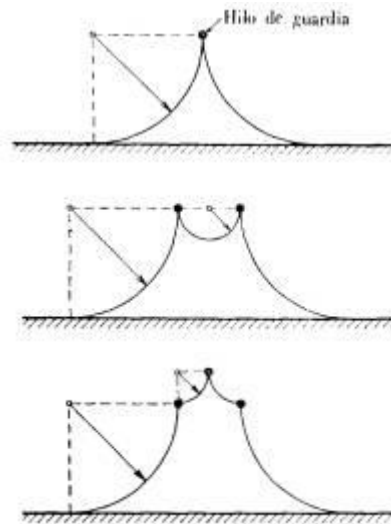
Por ejemplo en el caso de las descargas atmosféricas puede producirse el contorneo de los aisladores sin destruirlos. También las oscilaciones de las líneas por acción del viento pueden provocar fallas momentáneas entre las fases. Ramas y pájaros también provocan fallas transitorias. Todo esto llevó a la implementación de sistemas de recierre automáticos, trifásicos y monofásicos. Como muchas fallas son monofásicas, se suele abrir sólo la fase afectada. Así la eventual pérdida de sincronismo de los generadores es menos probable. En este caso hay que considerar que existen acoplamientos inductivos y capacitivos entre la fase fallada y las sanas que pueden dar lugar a la aparición de arcos secundarios. En ambos casos se deben abrir ambos extremos (red mallada), extinguir la falla y reconectar lo más rápido posible para no perder sincronismo. Si un recierre no resulta exitoso no implica que la falla sea permanente, pues puede ocurrir que el tiempo de recierre haya sido muy breve. Por ello pueden intentarse recierres múltiples, aunque la experiencia indica que en AT suelen tener una baja probabilidad de éxito. En cambio, en distribución se usa mucho, ya que el peligro de pérdida de sincronismo no existe, y por economía se usan recierres trifásicos.

7.2 Posición de los hilos de guarda

Para eliminar totalmente la influencia del campo electrostático atmosférico sobre los conductores habría que construir alrededor de ellos una jaula de Faraday, lo que es económica y técnicamente imposible. Sin embargo, la experiencia confirma que uno o dos cables colocados sobre los conductores de fase y paralelos a éstos garantizan una discreta protección contra golpes de rayo directos. Tales cables de protección denominados hilos de guarda o hilos de tierra se colocan en el extremo más alto de los soportes y se conectan mediante la misma estructura del soporte a tierra. Generalmente se utilizan como hilos de guarda cables de acero con secciones de 25 hasta 50 mm².

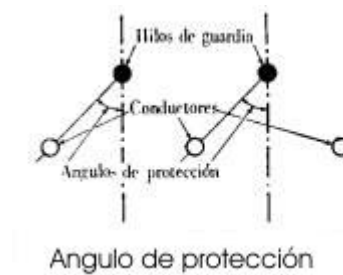
La probabilidad de golpes de rayo directos en los conductores disminuye en líneas protegidas con dos hilos de guarda hasta un valor casi despreciable. La eficiencia de la protección con hilos de guarda depende de la posición de los hilos respecto de los conductores, pero siendo las relaciones muy complicadas ya que existen muchos factores independientes, no es posible hallar una solución analítica del problema, sino solamente una aproximación experimental.

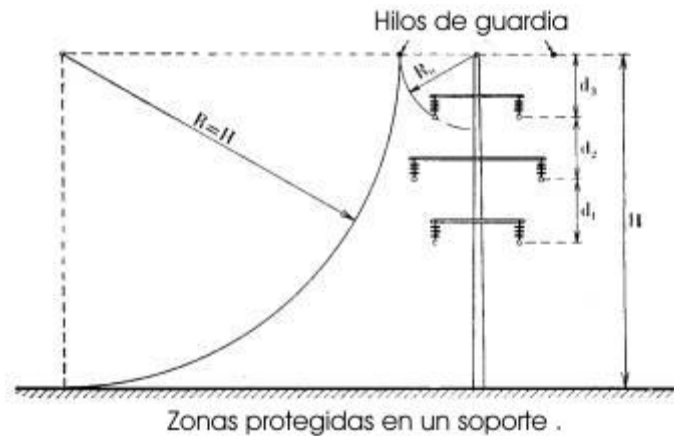
Existen varios criterios sobre la mejor posición de los hilos de guarda. Según Schwaiger, la zona protegida por los hilos de guarda, está determinada por círculos de radios iguales a la altura sobre el suelo del hilo de protección, como está representado en la figura siguiente :



Zonas de protección formadas por 1, 2 y 3 hilos de guarda (Schwaiger)

La zona propiamente protegida, está aún disminuida por una zona de dispersión que hay que tomar en cuenta con un ancho del 2 al 4 % del radio correspondiente.

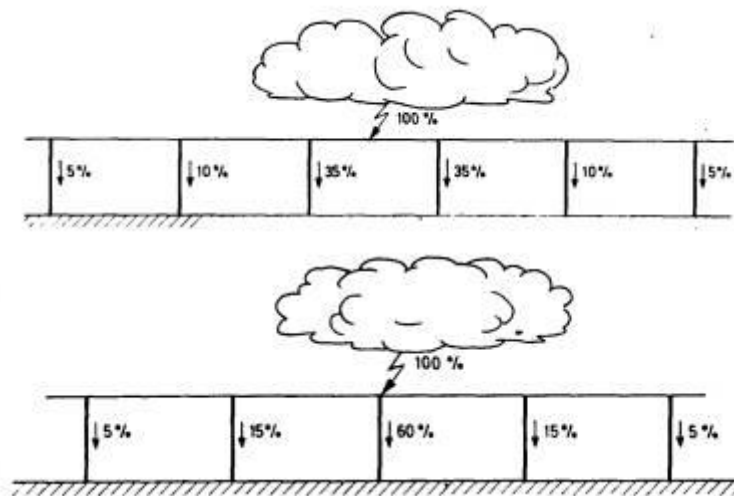




La aplicación del método a un soporte para doble línea, está representado en la figura superior.

Se puede definir la posición de los hilos de guarda, mediante el ángulo de protección. Se considera que un ángulo menor de 40° ó 30° , entre el hilo de protección y conductores, asegura la línea contra los golpes directos. Las alturas de los soportes construidos de acuerdo con este criterio, resultan menores que las exigidas por la teoría de Schwaiger.

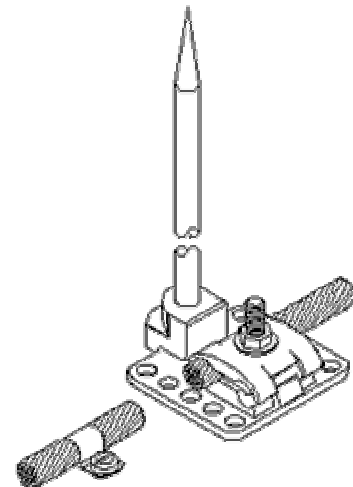
Con lo dicho quedarían definidos los criterios para la disposición de los conductores y de los hilos de guarda, pero los hilos de guarda colocados sobre los conductores de línea, aún si soportan el golpe de rayo, no garantizan por sí mismos una eficaz protección del sistema, si la aislación de la línea no se ajusta a las consecuencias que produce el golpe de rayo en el hilo de guarda. La corriente de la descarga produce en el hilo de guarda, soporte y puesta a tierra una caída de tensión debida a la resistencia de estos elementos. El producto $I_{\text{rayo}} \cdot R_{\text{tierra}}$ resulta del orden de 105 hasta 106 kV, ya que, las puestas a tierra en los demás casos representan resistencias de 10 hasta 102 ohmios. En consecuencia el soporte toma un potencial muy alto, que puede producir una descarga secundaria entre soporte y conductor, si la aislación de los conductores de fase no soporta tal diferencia de potencial. En el momento de la descarga, el potencial de los conductores no será el correspondiente a la tensión normal de la línea, porque antes la caída del rayo las nubes influenciaron también en éstos una carga electrostática. Al caer el rayo ésta se vuelve libre y produce ondas migratorias llamadas también ondas errantes en los conductores. El valor de, la carga electrostática depende del gradiente atmosférico existente a la altura de la línea antes la caída del rayo, y, por tanto, no se puede definir.



Distribución de la corriente de un rayo en una línea con hilos de guarda.

7.3 Sistemas de pararrayos

El pararrayos es una varilla puntiaguda de metal buen conductor de electricidad, instalada en la parte más elevada de un edificio o cualquier construcción que lo requiera y unida por un grueso cable de cobre a una plancha del mismo metal introducida profundamente en tierra. Los electrones (cargas eléctricas negativas) pueden trasladarse fácilmente por el pararrayos, si el rayo se produce, recorrerá el camino más corto y fácil, que es el que conduce el pararrayos. Y como éste está conectado al suelo, el rayo, al tocar la punta metálica, se descarga sin causar daños en la tierra.

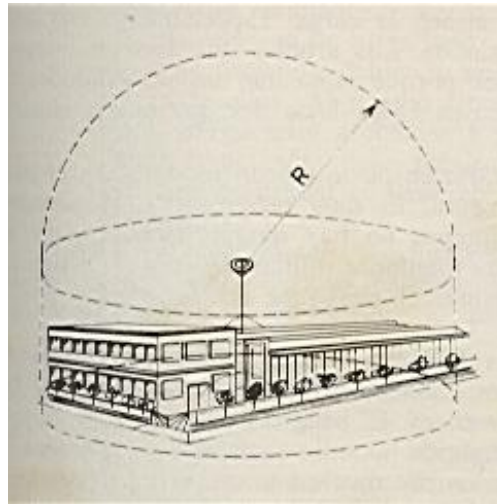
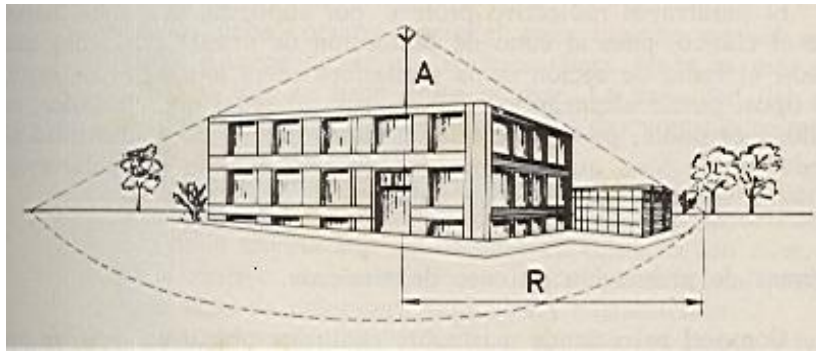


Partes principales del pararrayos:

La barra: es cilíndrica de 3 a 5 metros de altura, con una punta o puntas de hierro galvanizado o de cobre.

El conductor aéreo: está formado de cable de cobre de más de 8 mm de diámetro o cable de hierro de más de 11 mm de diámetro, aunque también se puede emplear tubos de los mismos materiales. Una condición importante es que no esté aislado del edificio que protege.

El conductor subterráneo: consiste en placas de cobre o de hierro galvanizado de un metro cuadrado de superficie por lo menos, hundidas en el agua de un pozo o mejor en la tierra húmeda y enlazadas al conductor aéreo. Si el terreno es seco, es mejor usar como conductor subterráneo un cable muy largo enterrado alrededor de la casa. Se debe tomar en cuenta que el radio de la base circular (R) es igual a la altura (A) del pararrayos.



La protección de estructuras es más tolerante que una protección electrónica. Así, un edificio puede tolerar hasta 100,000 V mientras que componentes electrónicos a 24 V se dañarán con voltajes sostenidos de 48 volts!

Los rayos ocurren con diferentes intensidades y un sistema que proteja contra su efecto deberá ser diseñado tomando en cuenta los rayos promedio o mayores del área en cuestión. Las descargas no pueden ser detenidas, pero la energía puede ser desviada en una forma controlada. El intentar proteger contra descargas directas puede ser excesivamente caro.

Un sistema de protección contra descargas, llamado de pararrayos, debe:

- Capturar el rayo en el punto diseñado para tal propósito. La terminal aérea.
- Conducir la energía de la descarga a tierra, mediante un sistema de cables conductores que transfiere la energía de la descarga mediante trayectorias de baja impedancia; y,
- Disipar la energía en un sistema de terminales (electrodos) en tierra.

Cuando la energía de un rayo viaja a través de una trayectoria de gran impedancia, el daño causado puede ser grave por el calor y las fuerzas mecánicas que se crean. Como la tierra no tiene una resistividad uniforme en todos los puntos, dentro de un mismo predio puede existir un potencial entre dos placas de metal enterradas. Por eso, en un sistema de electrodos múltiples

conectados entre sí, a manera de malla, existe la probabilidad de que exista una diferencia de potencial entre algunos de sus puntos aterrizados.

El problema de diferencia de potenciales entre electrodos se complica aún más cuando una nube cargada pasa por encima de la malla. Además, una descarga eléctrica que caiga cerca, causará grandes corrientes en la tierra para restablecer el equilibrio de cargas. Al fluir esta corriente por tierra, causará una diferencia de potencial entre los diferentes electrodos y esta diferencia de potencial, a su vez, causará que fluya corriente por los conductores de la malla.

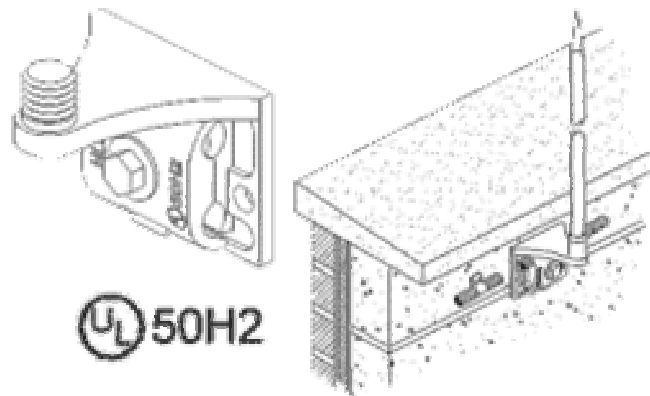
Es conocido que un campo magnético se crea cada vez que existe un rayo, no importando si es a tierra o entre nubes. Este campo induce una corriente en cualquier conductor en la vecindad del rayo. Si existen electrodos al final de ese conductor, fluirá por tierra la corriente cerrando el circuito.

Por ejemplo, un oleoducto puede transmitir la corriente de una descarga a una gran distancia del punto donde la descarga tuvo lugar.

7.4 Protección de estructuras y edificios

Sistema franklin

El sistema más sencillo y más antiguo de pararrayos, es el que consiste en terminales aéreas de cobre, bronce o aluminio anodizado terminadas en punta, llamadas puntas Franklin, colocadas sobre las estructuras a proteger de los rayos. Este sistema se aplica en iglesias, casas de campo, graneros y otras estructuras ordinarias.



Estas terminales deben estar por lo menos

25 cm - las más pequeñas miden 30 cm - sobre la estructura y, cuando esta altura mínima se emplea, la distancia entre ellas debe ser como máximo de 6 m.

Para asegurarnos de una buena conexión y de una baja impedancia, por lo menos cada terminal aérea debe tener dos trayectorias a tierra, y estas trayectorias deben estar cuando más a 30 m de separadas entre sí.

De acuerdo con el estándar NFPA 780, existen dos clases de materiales (terminales aéreas, cables, accesorios y terminales de tierra). Los materiales clase I se utilizan para la protección de estructuras que no exceden de 23 m de altura, y, los materiales clase II, las estructuras que si exceden dicha altura.

Entre las diferencias importantes de las dos clases de materiales se tiene:

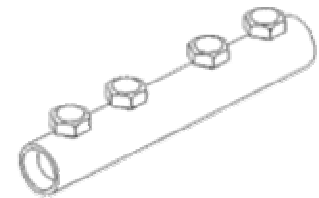
	Clase I	Clase II
Terminales Aéreas, diám. (mm)	9,5 Cobre, 12,7 Aluminio	12,7 Cobre, 15,9 Aluminio
Conductor principal, peso	278 g/m Cu, 141 g/m Al	558 g/m Cu, 283 g/m Al
calibre	29 mm ² Cu, 50 mm ² Al	58 mm ² Cu, 97 mm ² Al
tamaño mínimo de alambre	17 AWG Cu, 14 AWG Al	15 AWG Cu, 13 AWG Al

Los tamaños de los conductores más usuales son: 29 ó 32 hilos calibre 17 (65,6 kcm) de cobre para conductores de uniones, 28 hilos calibre 14 o más grueso de cobre para conductores principales. Cuando se emplean conductores de aluminio, se debe tener precaución en no llevarlos hasta el suelo porque sufren corrosión.

Al respecto de la trayectoria, la NOM dice que cualquier parte metálica no conductora de corriente a una distancia menor de 1,8 m del cable de los pararrayos debe tener puentes de unión a éste para igualar potenciales y prevenir arcos {250-46}.

Los conductores terminan en tierra en sendos electrodos, y para revisar el estado de dichos electrodos, es una práctica recomendada que se utilicen conectores de prueba a una altura de 1,0 a 1.5m.

De acuerdo con la norma NFPA-780 , el sistema de electrodos para la protección contra descargas atmosféricas depende más de las condiciones del suelo. De ahí que, para estructuras ordinarias menores a 23 m de altura, en:



Arcilla Profunda y Húmeda.- Una simple varilla de 3 m es suficiente.

Suelo arenoso.- Se requieren dos o más varillas espaciadas más de 3 m.

Suelo con tierra poco profunda.- Se emplean trincheras radiales al edificio de 5 m de largo y 60 cm de ancho en arcilla. Si la roca está más superficial, el conductor podría colocarse sobre la roca.

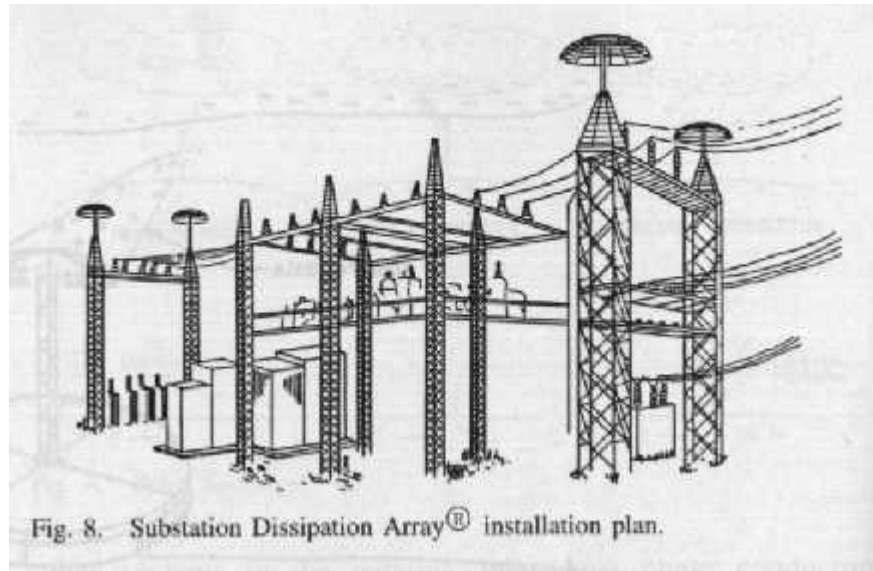
Rocas.- En un suelo muy poco profundo, un cable en anillo se instala en una trinchera alrededor de la estructura. Para mejorar aún el contacto, es posible colocar placas de al menos 2 pies².

Sistema tipo jaula de faraday.

Para estructuras grandes, se utiliza una modificación al sistema Franklin de pararrayos, al añadir a las terminales aéreas conductores que crucen sobre la estructura a proteger como una caja de Faraday limitada sobre y a los lados de la construcción, y todo ese conjunto resultante es conectado a cables múltiples de bajada, que a su vez se conectan al sistema de tierras perimetral del edificio.

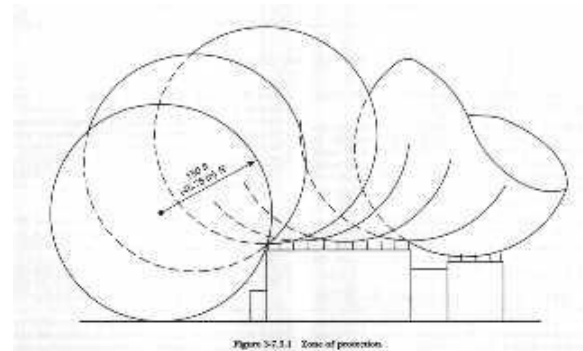
Los edificios modernos con estructura de acero y con varillas embebidas en concreto se acercan al concepto de la jaula de Faraday, y el riesgo de que un rayo que penetre en un edificio protegido de esta manera es extremadamente pequeño.

Aunque se debe notar que los rieles de los elevadores no deben ser usados como el conductor de bajada de los pararrayos, el NEC permite que se unan al sistema de pararrayos {620-37b}. Para hacer más efectiva la protección, se usan puntas del tipo Franklin o del tipo "paraguas" (patentadas)



ZONA DE PROTECCION (Método Norteamericano)

Desde 1970 se emplea el método de la esfera giratoria para calcular la zona o cono de protección de los pararrayos. El equipo dentro de la zona de protección debe ser conectado a la misma red de tierras para que no exista una diferencia de potencial entre puntos en el sistema. Sin embargo, aparatos conectados a líneas que salen del área de mismo potencial pueden dañarse de no tener las protecciones mencionadas en el capítulo sobre equipos electrónicos.



ZONA DE PROTECCION (Método Francés)

En Francia, coexisten dos estándares para protección contra descargas atmosféricas, la NFC 17-100 (1997), IEC 1024-1 (1990) que está basada en la caja de Faraday, y, la NFC 17-102 (1995) sobre puntas iniciadoras.

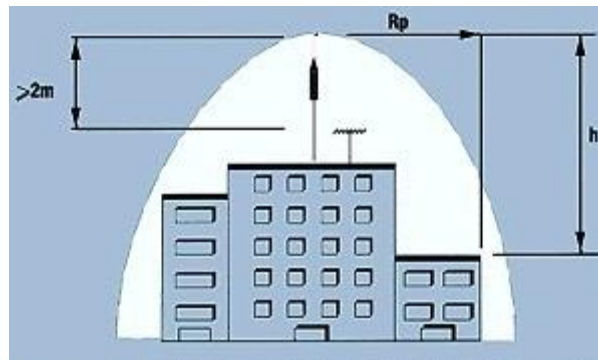
Por construcción, las puntas son las que inician la descarga hacia arriba unos cuantos microsegundos (ΔT) antes de la descarga principal. El efecto se traduce en una zona de protección de forma parabólica alrededor de la punta, de radio R_p .

De acuerdo con la peligrosidad de una descarga sobre la estructura a proteger, el estándar prevé tres tipos de protección.

Los radios de protección, contempla 3 tipos de puntas iniciadoras (25, 40 y 60 us) y, los valores de 2 a 4 metros son fijos, los demás se calculan mediante la fórmula

$R_p = \text{SQR}\{h(2D-h) + 10^6 * \Delta T (2D + 10^6 * \Delta T)\}$ metros.

donde h es la altura, en metros, sobre la estructura a proteger.



8.- Capacitores para corrección de factor de potencia

Las cargas industriales en su naturaleza eléctrica son de carácter reactivo, a causa de la presencia principalmente de equipos de refrigeración, motores, etc.. Este carácter reactivo obliga que junto a la potencia activa (KW) exista una potencia llamada Reactiva (KVAR), las cuales en su conjunto determinen el comportamiento operacional de dichos equipos y motores. Esta potencia reactiva ha sido tradicionalmente suministrada por las empresas de electricidad, aunque puede ser suministrada por las propias industrias. Al ser suministrada por las empresas de electricidad deberá ser producida y transportada por las redes, ocasionando necesidades de inversión en capacidades mayores de los equipos y redes de transporte. Todas estas cargas industriales necesitan de corrientes reactivas para su operación. La naturaleza de esas corrientes es descrita a continuación, mostrándose que son la causa principal del bajo factor de potencia.

8.1 Potencia aparente y potencia activa

La potencia aparente es sencillamente definida como el producto del voltaje aplicado a un circuito y la corriente que circula por él. Esta es medida en Volt-Ampers e incluye cualquier potencia reactiva que puede ser requerida por la carga.

La potencia activa en watts consumida por una carga eléctrica, es el producto de la corriente de la carga, el voltaje aplicado y el coseno del ángulo de fase, θ , esto es:

$$\text{Potencia (watts)} = \text{volts} * \text{ampers} * \cos\theta$$

El coseno del ángulo de fase toma en cuenta la potencia reactiva. Ella aparece en la ecuación debido a que cualquier inductancia o capacitancia causa una diferencia de tiempo entre el pico del voltaje aplicado a la carga y el pico de corriente exigido por la carga. En circuitos inductivos, el pico del voltaje ocurre primero, y la corriente se dice que está “atrasada”. En circuitos capacitivos, el pico de corriente ocurre primero y la corriente se dice que está “adelantada”.

Tanto el adelanto como el atraso es medido en grados y estos grados es lo que se denomina ángulo de fase θ . Como la mayoría de las cargas industriales son de naturaleza inductiva, normalmente se trabajará con corrientes atrasadas.

En circuitos resistivos puros (sin inductancia ni capacitancia), los picos de corrientes y voltaje ocurren simultáneamente y se dice que están “en fase”. Aquí el ángulo θ será siempre 0° .

En circuitos que contienen resistencia e inductancia, el ángulo θ es siempre menor de 90° .

El hecho de que grandes inductancias produzcan grandes atrasos es matemáticamente reflejado por el valor del coseno, ya que el coseno de cualquier ángulo entre 0° y 90° está entre los valores de 1 y 0 respectivamente. Cuando esa $\theta = 0^\circ$ (circuito resistivo puro) $\cos \theta = 1$, obteniéndose: Potencia Activa (vatios) = voltios * amperios * 1, en cuyo caso la potencia activa y la aparente son iguales. Cuando $\theta = 90^\circ$ (circuito inductivo puro o capacitivo puro), $\cos \theta = 0$ y la potencia activa (vatios) = voltios * amperios * 0 = 0.

Para un ejemplo práctico, sea $\theta=30^\circ$. De las tablas trigonométricas, $\cos 30^\circ=0.866$, luego potencia activa (Vatios)=voltios*amperios*0.866.

Este es un caso típico donde la potencia activa es mucho mayor que 0, pero considerablemente menor que el producto voltios*amperios; la diferencia es debida a la potencia reactiva. Se deduce lógicamente que la adición de más motores (esto es, más inductancia) a una planta industrial disminuirá el factor de potencia de la industria.

Cuando el ángulo de fase es incrementado por la adición de más inductancias, la fracción representada $\cos \theta$ se hace más pequeña, dando una cifra baja para el factor de potencia. Normalmente, la potencia activa es expresada en Kilowatts (Kw.), la potencia reactiva en Kilovoltsamper reactivos (KVAR) y la potencia aparente en Kilovoltsamper (KVA) igualmente, se abrevia el factor de potencia como FP o $\cos \theta$.

Del triángulo rectángulo, podemos deducir lo siguiente:

$$FP = \cos \theta = \frac{KW}{\sqrt{(KW^2 + KVAR^2)}}$$

Observándose la importancia que tiene el lograr disminuir lo más posible la cifra que representa los KVAR.

8.2 Causas de un bajo factor de potencia

La potencia reactiva, la cual no produce un trabajo físico directo en los equipos pero es necesaria para el funcionamiento de elementos tales como motores, transformadores, lámparas fluorescentes, equipos de refrigeración y otros, puede volverse apreciable en una industria, y si no se vigila apropiadamente hace disminuir el factor de potencia, el cual se paraliza. Un alto consumo de energía reactiva puede producirse como consecuencia principalmente de:

- Un gran número de motores.
- Presencia de equipos de refrigeración y aire acondicionado.
- Una sub-utilización de la capacidad instalada en equipos electromecánicos, por una mala planificación y operación en el sistema eléctrico de la industria.
- Un mal estado físico de la red eléctrica y de los equipos de la industria.

Una carga eléctrica industrial en su naturaleza física es reactiva, pero su componente de reactividad puede ser controlado y compensado, con amplios beneficios técnicos y económicos.

8.3 Penalización del bajo factor de potencia

El hecho de que exista un bajo factor de potencia en su industria produce los siguientes inconvenientes:

1) AL SUSCRIPTOR:

- Aumento de la intensidad de corriente.

- Pérdidas en los conductores y fuertes caída de tensión.
- Incrementos de potencia de las plantas, transformadores y reducción de capacidad de conducción de los conductores.
- La temperatura de los conductores aumenta y disminuye la vida de su aislamiento.
- Aumentos en sus facturas por consumo de electricidad.

2) A LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA:

- Mayor inversión en los equipos de generación, ya que su capacidad en KVA debe ser mayor.
 - Mayores capacidades en líneas de transporte y transformadores para el transporte y transformación de esta energía reactiva.
 - Caídas y baja regulación de voltajes, los cuales pueden afectar la estabilidad de la red eléctrica.
- Una forma de que las empresas de electricidad a nivel nacional e internacional hagan reflexionar a las industrias sobre la conveniencia de generar o controlar su consumo de energía reactiva ha sido a través de un cargo por demanda, facturado Bs./KVA, es decir, cobrándole por capacidad suministrada en KVA; o a través de un cargo por demanda facturado en BS./KW pero adicionándole una penalización por bajo factor de potencia (Bs./KVAR).
- Las industrias pueden evitar estos cargos tarifarios si ellas mismas suministran en sus propios sitios de consumo la energía reactiva que ellas requieren, la cual puede ser producida localmente a través de condensadores eléctricos estáticos o motores sincrónicos realizando una inversión de relativa poca monta y desde todo punto de vista favorable económica y técnicamente.

8.4 Corrección del F.P.

Las ventajas derivadas de la corrección del bajo F.P. se obtienen al librar un sistema de efecto (cargas extra)de la corriente adicional innecesaria que circula por los transformadores y otros equipos importante del mismo. Con un F.P. alto se utiliza más eficazmente la energía comprada y la demanda se reduce al mínimo. La economía se beneficia por las bajas tarifas aplicadas por algunas empresas de servicio eléctrico a los usuarios que operan con un alto F.P.. Se logra un ahorro considerable al no tener que pagar las multas o sanciones.

El factor de potencia exigido por la empresa eléctrica se puede conseguir en una forma práctica y económica, instalando condensadores eléctricos estáticos o utilizando los motores sincrónicos disponible en su industria.

Condensadores eléctricos estáticos.

En plantas industriales, la forma más práctica y económica para la corrección del bajo factor de potencia es la utilización de condensadores. LA corriente del condensador es usada para suplir en su totalidad o en parte, las corrientes magnetizantes requeridas por las cargas.

Los condensadores mejoran el factor de potencia debido a que sus efectos son exactamente opuestos a los de las cargas reactivas ya definidas, eliminando así el efecto de ellas.

La potencia reactiva capacitiva de un condensador Q_c es:

$$Q_c = V^2 * W * C * 10^{-3}, \text{ en KVAR}$$

Siendo: V = el valor eficaz de la tensión de servicio, en volts.
 ω =la velocidad angular ($\omega=2\pi*f$)
 F = frecuencia en Hz.
 C =la capacitancia, en faradios.

No se debe efectuar una compensación excesiva ($Q_c > Q_L$) ya que, en tal caso, resulta una potencia reactiva capacitiva con problemas similares a la inductiva. Además, en caso de sobre-compensación se puede establecer un aumento de la tensión de los equipos con respecto a la de la red. Para determinar la potencia de los condensadores a utilizar en sistemas de compensación central o por grupos, se suma el consumo de potencia reactiva de todos los equipos teniendo en cuenta un factor de simultaneidad adecuado.

La cantidad de condensadores necesarios se determina midiendo la energía activa y reactiva en instalaciones ya existentes, así se puede calcular la potencia necesaria del condensador para obtener el factor de potencia deseado. También se pueden conectar durante cierto tiempo registradores de la potencia activa y reactiva para obtener información sobre el consumo de energía reactiva. Si se desea alcanzar un valor determinado del factor de potencia $\cos \theta_2$ en una instalación cuyo factor de potencia existente $\cos \theta_1$ se desconoce, se determina este con ayuda de un contador de energía activa, un amperímetro y un voltímetro. Existen diferentes métodos para realizar estas mediciones.

Cuando se van a realizar estudios del factor de potencia, es imprescindible contar con suficiente cantidad de datos, o en su defecto tomarlos en las instalaciones. Si el estudio es solo para propósitos de disminución tarifaria, es suficiente con la información de su factura para determinar los KVAR requeridos.

Basándonos en la factura tenemos la siguiente información:

KW=497

KWH=73.968

KVARH=107088

A partir de los valores de los KWH y los KVARH se determina el factor de potencia:

$$\text{Tg} = \theta_1 = \frac{\text{KVARH}}{\text{KWH}} = \frac{107.088}{73.968} = 1.45$$

Correspondiente a este valor de $\text{tg} \theta_1$ hay un valor de $\cos \theta_1 = 0.57$ y se desea tener un $\cos \theta_2$ de 0.9 que equivale a $\text{tg} \theta_2 = 0.4843$.

$$\text{KVAR}_{\text{originales}} = \text{KW} * \text{tg} \theta_1 = 497 * 1.45 = 720.6$$

$$\text{KVAR}_{\text{mejorado}} = \text{KW} * \text{tg} \theta_2 = 497 * 0.4843 = 240.7$$

Luego los KVAR necesarios para mejorar el factor de potencia son:

$$\Delta \text{KVAR} = \text{KW}(\text{tg} \theta_1 - \text{tg} \theta_2) = 497(1.45 - 0.4843) = 480$$

Se eligen los condensadores en los rangos existentes normalizados hasta completar la magnitud exacta inmediata superior, en nuestro caso 500 KVAR. Sin embargo, los tamaños existentes en

el mercado son muy numerosos y generalmente se fabrican tanto condensadores monofásicos como trifásico en incrementos de 5KVAR hasta 50KVAR, de 10KVAR hasta 100KVAR y en saldos de 50KVAR hasta 300KVAR. Tamaños mayores requieren pedidos especiales. En todo caso es importante destacar que la frecuencia de operación de los condensadores debe ser 60Hz.

Aún contando con la información de la factura, es deseable realizar mediciones preferentemente de KW, KVAR y voltaje tanto en circuitos alimentadores principales como en las cargas (en intervalos regulares de tiempo durante los períodos de operación de la planta), lo que nos permitiría diferenciar entre una compensación a nivel de planta una compensación para cargas individuales o una combinación de éstas. Las mediciones de voltaje son muy importantes si se desea utilizar un control automático de regulación de condensadores.

Localización de condensadores

Los beneficios que los condensadores en paralelo dan al sistema es el de proveer una base para la reducción de los KVAR. Estos beneficios se manifiestan en una reducción de sus facturas de electricidad, liberación de capacidad de KVA en el sistema, mejoramiento de voltaje y reducción de pérdidas.

En sistemas de 240 a 600 voltios y siempre que sea posible, los condensadores deben ser localizados en o cerca de las cargas a fin de obtener el mínimo costo y los máximos beneficios.

La *compensación individual* es rentable sobre todo en motores grandes con operación continua y en transformadores. En la mayoría de estos casos, los condensadores se pueden conectar al equipo sin necesidad de aparatos de maniobras ni fusibles, y se maniobran y protegen junto con él.

La *compensación en grupo* se da cuando hay un grupo de equipos conectados conjuntamente, se pueden tomar los condensadores en lugares apropiados, por ejemplo, en un tablero de compensación y para evitar que se produzcan sobrecompensaciones, los equipos y los condensadores tienen que estar conectados conjuntamente. En este caso es conveniente realizar un análisis más detallado para definir los grupos y forma de compensación según las características de operación de la industria.

Compensación Central Con Sistema De Regulación

Cuando hay un gran número de equipos de potencias diferentes y conexión variable, resulta muy apropiada la compensación central con un sistema de regulación a fin de mantener constante el factor de potencia de la instalación. Cuando la compensación se efectúa centralmente se facilita los trabajos de mantenimiento, al contrario de lo que ocurre en la compensación individual en donde los condensadores están distribuidos por separado, por ejemplo, en las lámparas fluorescentes. No obstante, hay que tener en cuenta que en la compensación central la potencia reactiva es transmitida desde el tablero de comunicación hasta los equipos a través de sistemas de distribución interno de la planta, sobrecargándolo.

Los componentes esenciales de un sistema de compensación central son:
-Condensadores.

-Un regulador de la potencia reactiva que mide a través de transformadores de intensidad, el consumo de potencia reactiva es la acometida, y transmite las órdenes de conexión o desconexión a los contactores de maniobra de los condensadores.

-Fusibles para las derivaciones de los condensadores.

-Contactores para maniobrar los condensadores.

-Un dispositivo para descargar los condensadores una vez desconectados de la red.

El sistema de compensación central se dispone generalmente en las proximidades de la instalación de maniobra principal de baja tensión. El sistema de compensación se extiende a toda la instalación incluyendo los aparatos de alumbrado.

Aspectos a ser tomados en cuenta para la instalación y operación de los condensadores

Capacidad de conducción de corriente de la instalación.

La corriente nominal de los cables o barras conductoras, equipos de conexión y desconexión, cuchillas, etc. Debe ser, como mínimo, el 135% de la corriente nominal capacitiva que soportan. Con excepción de los fusibles cuya corriente nominal no debe ser inferior al 165% de la corriente nominal de los condensadores.

Voltaje nominal del equipo accesorio

El voltajes nominal de los contactores, interruptores, cuchillas desconectoras, fusibles, etc. no debe ser inferior al voltaje de línea a la que estén conectados a los condensadores.

Tipos de instalación

Los condensadores pueden ser instalados al interior, o a la intemperie, si han sido fabricados por soportar este tipo de operaciones.

Instalación al interior

Las partes vivas de los condensadores quedan protegidos por medio de cubiertas o gabinetes que impidan el contacto directo con personas u otros equipos.



En caso de no usarse cubiertas de protección o gabinetes, los condensadores deben instalarse protegidos por medio de una cerca o montados sobre una estructura elevada que deje las partes vivas a la altura reglamentaria correspondiente, según el voltaje. Los condensadores tipo intemperie deben contar con un acabado, clase aislado y nivel básico de impulso para este uso.



Instalaciones a la intemperie.

Dispositivo de descarga.

Los condensadores deben contar con un dispositivo de descarga que asegure que el voltaje entre bornes de baja a 50 volts., o menos durante el primer minuto después de su desconexión. Este dispositivo puede ser interno o externo a los tanques de los condensadores y pueden estar conectado permanentemente, o bien conectarse automáticamente al salir de la operación los condensadores. El accionamiento de los dispositivos de descarga no deben efectuarse manualmente.

Los devanados de motores o transformadores, conectados en paralelo con los condensadores, pueden considerarse como dispositivos de descarga eficaces, siempre que no exista un equipo de desconexión o fusibles internos entre dichos devanados y los condensadores.

Operación rápida de conexión y desconexión

No es recomendable volver a conectar en línea un condensador que se encuentre todavía cargado. Estas implicaciones especiales, tales como la corrección del factor de potencia de motores para grúas y elevadores, bancos de condensadores de secciones desconectables que entran y salen rápidamente de operación, por medio de un control automático, que es posible que haya que volver a conectar condensadores que acaban de salir de operación. En estos casos es recomendable instalar dispositivos especiales de descarga rápida, que sean capaces de descargar los condensadores en pocos segundos antes de que vuelvan a entrar en operación, o bien, usar equipo de conexión y desconexión provisto de un aditamento capaz de limitar las sobrecorrientes y sobrevoltajes transitorios asociados con la conexión de los condensadores.

Bancos de condensadores Fijos.

Al instalar bancos de condensadores fijos, o bancos que van a quedar permanentemente conectados a la línea deben instalarse cuchillas desconectoras que permitan desconectar los condensadores durante las operaciones de mantenimiento sin que sea necesario paralizar el resto de la instalación.

Bancos de condensadores desconectables.

Al instalar bancos desconectables, es decir, bancos que entran y salen de operación con cierta frecuencia operado manual o automáticamente, deben conectarse cuchillas desconectoras que permitan desconectar tanto condensadores y equipos de conexión y desconexión, a fin de facilitar el mantenimiento de ambos equipos.

Disposición de los condensadores

Los condensadores deben instalarse respetando las distancias mínimas entre condensador y condensador que recomienda los fabricantes de los mismo y en una disposición tal que sean fácilmente desconectables y reemplazables, a fin de facilitar la buena y continua operación de los condensadores.

Puesta a tierra de los tanques.

Los tanques de condensadores a sí como la cubierta o gabinetes que sirvan de protección de sus partes vivas, deben instalarse conectados a tierra.

Protección

Los condensadores deben instalarse con dispositivos de protección contra sobrecorrientes que provengan tanto de fallas de un condensador, como cualquier cortocircuito de la instalación. La capacitancia interruptiva de estos dispositivos debe ser la adecuada para magnitud de sobrecorrientes que deban relevar y debe planearse el que actúen con mayor velocidad que resulta práctica.

Cuando los condensadores se instalen entre un motor eléctrico y su dispositivo de protección, no es necesario instalar un dispositivo especial para los condensadores.

Conexión y desconexión.

Los condensadores deben instalarse con un dispositivo de desconexión capaz de interrumpir la corriente de cada uno de los conductores energizados, con la excepción del caso en que los condensadores se instalen entre un motor eléctrico y su dispositivo de conexión y desconexión. En este caso, el dispositivo de conexión y desconexión del motor pueden servir para operar el motor y los condensadores juntos.

No es necesario que el dispositivo de desconexión interrumpa al mismo tiempo la corriente de todos los conductores de energizados.

Como dispositivo de conexión y desconexión pueden usarse cuchillas, contactores magnéticos o termomagnéticos, o cualquier tipo de interruptores de potencia para baja tensión de uso estándar, siempre que se tome en cuenta las especificaciones del fabricante en estos equipos al ser operados para cargas capacitivas puras. La corriente nominal del dispositivo de conexión y desconexión en ningún caso debe ser inferior al 135% de la corriente nominal de los condensadores.

El dispositivo de conexión y desconexión debe ser capaz de soportar en posición de contactores cerrados, la corriente de cortocircuito del sistema en el punto donde se encuentren instalados los condensadores, aún cuando no este planeado o no sea capaz de interrumpir dichas corrientes de cortocircuito.

Ventajas técnico económicas del aumento del factor de potencia.

Ahorro en el pago de la factura de electricidad.

El objetivo principal de la utilización de los condensadores industriales es la reducción de los costos de la energía, eliminando la penalización por bajo factor de potencia que es parte de las tarifas de electricidad. Normalmente la inversión en condensadores se recupera en un periodo de 1 a 3 años lo cual representa una tasa de retorno del capital mayor del 30%. La tasa de retorno dependerá del costo de los capacitores y el nivel de voltaje requerido y la penalización por bajo factor de potencia. Una regla bastante utilizada para mejorar el factor de potencia a valores entre 90 y 95%, sin embargo, la mejor forma de determinar los KVAR de los condensadores es calcular la tasa de retorno y ahorro para varios valores del factor de potencia.

Mejora de la eficiencia eléctrica.

Otras ventajas de la corrección del factor de potencia se relacionan con el mejor comportamiento del equipo eléctrico al trabajar sin grandes cargas con exceso de potencia reactiva.

Liberación de capacidad del sistema.

Cuando el factor de potencia es mejorado, la cantidad de corriente reactiva que fluía a través de los transformadores, alimentadores, tableros, cables es reducida. Los condensadores para corrección de factor de potencia, conectado directamente a los terminales de las cargas inductivas tales como los motores, generan la mayor o toda la potencia reactiva necesaria para crear el campo magnético de los motores y así reduce o elimina la necesidad de suplir potencia desde el sistema de distribución.

Mejoramiento de las condiciones de voltaje.

Un bajo factor de potencia puede reducir voltajes en la planta cuando los KVAR son exigidos del sistema de distribución. Cuando el factor de potencia decrece, la corriente total del línea se incrementa (mayormente corriente reactiva) causando grandes caídas de voltaje a través de la impedancia de línea. Esto se debe a que la caída de voltaje en una línea es igual a la corriente que fluya multiplicada por la impedancia de la línea. Para mayores corrientes mayor será la caída de voltaje.

Reducción de las pérdidas de potencia.

El bajo factor de potencia también puede causar pérdidas de potencia en el sistema de distribución interno de la planta. La corriente en los alimentadores es alta debido a la presencia de la corriente reactiva. Cualquier reducción en esta corriente resulta en menores KW perdidos en la línea. Los condensadores de potencia, reduciendo o eliminando la corriente reactiva en los alimentadores, pueden ahorrar una cantidad significativa de dinero al reducir la facturación de los KWH.

Información básica requerida para calcular un banco de condensadores de potencia.

Datos de suministro.

- Voltaje entre fases
- Frecuencia
- Numero de fases.

Localización de equipos de medición Alta y baja tensión

Voltajes de distribución

Capacidades de los principales transformadores de potencia

Datos de la tarifa eléctrica, método de la determinación de costos.

Datos de carga, tantos como sean posibles.

- Demanda máxima en KW o KVA
- Factor de potencia a la demanda máxima
- Demanda promedio en KW o KVA
- Factor de potencia de la demanda promedio

Potencia total en HP o KW de los motores instalados

Lista completa de motores de 20 HP y mayores, dando potencia en HP, KW, velocidades, tipos y servicios.

Para grandes instalaciones, diagrama unifilar, indicando los principales tableros y alimentadores de distribución, así como la potencia en HP o KW conectado a cada uno.

Temperatura media y máxima durante las 24 horas del día más caluroso del año.

Altura sobre el nivel del mar.

9.- Relevadores de Protección

Los dispositivos de protección garantizan en buena medida que la instalación eléctrica esté protegida contra los distintos tipos de fallas más comunes, como sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos, etc. No obstante, estos equipos no aseguran por sí mismos un servicio continuo de las instalaciones. En otras palabras, carecen de un criterio selectivo que desconecte sólo la parte mínima de la instalación que ha sido afectada o fallada. Garantizando de esta manera la continuidad del servicio de las partes no implicadas en la falla. La tarea de coordinar los distintos dispositivos de protección y maniobra para lograr esta selectividad de las protecciones a la hora de actuar es competencia de la protección por relevadores o también llamados relés.

En este capítulo tiene por objetivo clasificar y describir los distintos tipos de relevadores, así como mostrar sus diferentes aplicaciones.

9.1 Tipos de perturbaciones en instalaciones de alta tensión

De todas las perturbaciones o fuentes de fallas en el servicio normal de diferentes elementos que componen un sistema eléctrico de alta tensión, a continuación se mencionan las más frecuentes:

- Defecto en aislamientos
- Descargas atmosféricas
- Acción de animales
- Caída de árboles u otros objetos sobre líneas
- Destrucción mecánica de máquinas rotativas
- Exceso de carga conectada a una línea
- Factores humanos
- Puestas a tierra intempestivas

Estas perturbaciones y muchas otras se pueden agrupar desde el punto de vista del sistema eléctrico en cinco grupos de fallas:

Cortocircuito

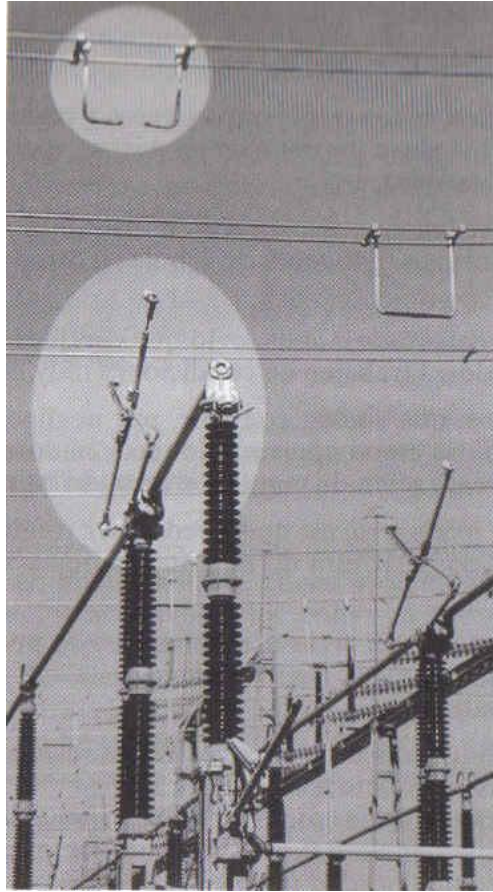
Se produce cortocircuito cuando existe conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase. Se caracteriza por un aumento instantáneo de la intensidad de corriente cuyo valor está limitado únicamente por la impedancia de cortocircuito y de las máquinas asociadas al mismo.

Sobrecarga

Es una elevación de la intensidad de la corriente por encima de los valores máximas permisibles para la instalación.

Retorno de corriente

En determinadas circunstancias puede darse la inversión en el sentido normal de la corriente.



Seccionador averiado como consecuencia de una maniobra en carga. Una maniobra en carga siempre conlleva la aparición de un arco eléctrico, con desastrosas consecuencias, como se puede apreciar en la fotografía. Las zonas encerradas en óvalos muestran el contacto de línea partido por la mitad (óvalo superior y el contacto del pantógrafo con pérdida de material en una de las cuchillas de la tijera (óvalo inferior).

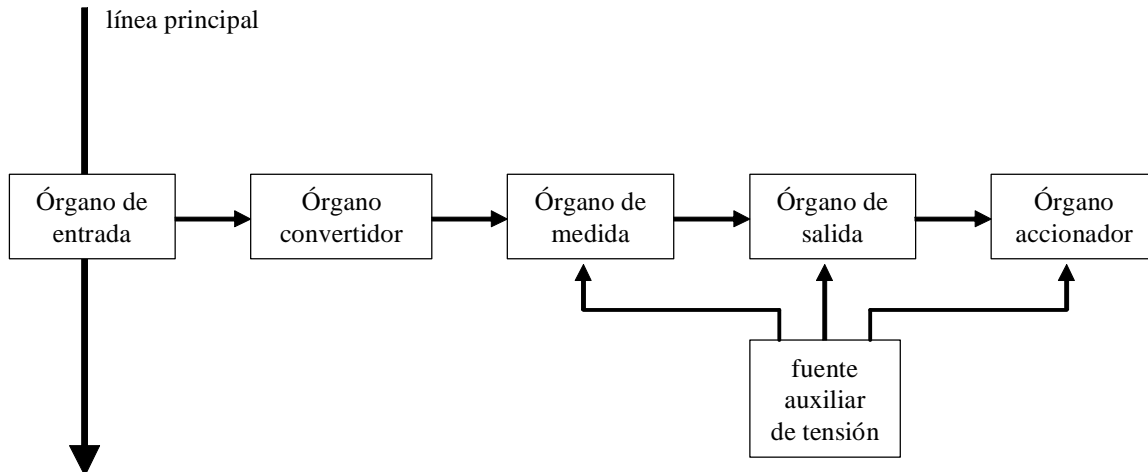
En instalaciones de corriente alterna se da este caso cuando un generador trabaja en paralelo con una red cuya tensión es superior a la fuerza electromotriz del mismo, comenzando entonces a funcionar éste como un motor síncrono.

Subtensión: Este fenómeno de suele presentar en las centrales generadores cuando la tensión en la misma es inferior a la nominal. Si existe carga conectada a la red, esta no puede disminuir su potencia, por lo que compensa su déficit de tensión con un mayor consumo de corriente, es decir, se presenta una sobre intensidad o sobrecarga.

Sobretensión: Es el caso contrario de la subtensión, es decir, se trata de una elevación del valor de la tensión por encima de los valores normales de explotación. Sus consecuencias son perforaciones de aislamiento cebado de arcos.

9.2 Esquema básico de un relé de protección

Para hacer frente a estas perturbaciones, se hace necesaria la presencia de unos dispositivos de protección que sean capaces de discriminar uno de otro tipo de perturbación, hacer actuar los aparatos de corte más próximos al defecto y mantener el servicio del resto de la instalación que no se haya visto afectada. Estos dispositivos de protección son los relés de protección, cuya estructura básica responde a la representada en el esquema.



Representación gráfica de la estructura básica de un dispositivo o relé de protección

En esta representación gráfica se pueden distinguir las siguientes partes:

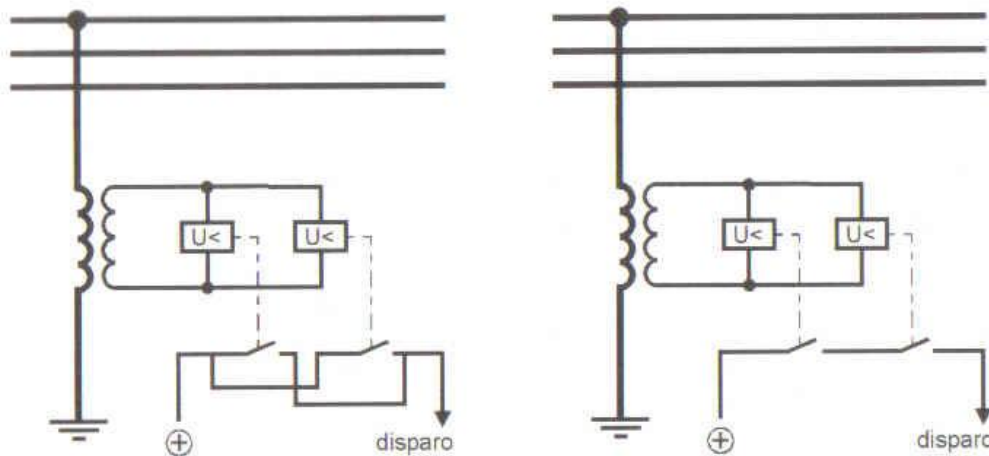
- Órgano de entrada: Por lo general se trata de transformadores de intensidad y de tensión, los cuales realizan el doble cometido de adaptar las señales procedentes de una perturbación en la instalación a valores aptos (de débil potencia) para los relés de protección y a la vez sirven de separación galvánica de las partes de alta y baja tensión.
- Órgano de conversión: Se encarga de convertir las señales recogidas en el órgano de entrada para que puedan ser medidas por el órgano de medida. Algunas veces las señales del órgano de entrada se recogen directamente por el órgano de medida, por lo que se puede prescindir del órgano de conversión.
- Órgano de medida: En él se miden las señales procedentes de los órganos anteriores, y comparándolas con unos valores consigna, decide cuando debe actuar la protección. Es el órgano más importante del relé.
- Órgano de salida: Su misión es amplificar las señales de débil potencia procedentes del órgano de medida para poder hacer funcionar los elementos actuadores de la protección (órganos accionados). Los órganos de salida suelen ser contactores de mando, y actualmente elementos lógicos con sus correspondientes etapas de amplificación. Este concepto de órgano de salida también engloba a los elementos necesarios para aumentar el número de líneas de salida.
- Órgano accionado: Consiste en la bobina de mando del disyuntor. Cuando esta bobina es accionada produce la desconexión del disyuntor correspondiente.
- Fuente auxiliar de tensión: Se encarga de alimentar al relé de protección. Esta fuente puede ser una batería de acumuladores, unos transformadores de tensión e intensidad o la propia red a través de sistemas de alimentación ininterrumpida (S.A.I.).

El presente capítulo sobre relés de protección va a tratar principalmente sobre elementos que los constituyen, es decir, el órgano de conversión, el órgano de medida y el órgano de salida.

9.3 Exigencias básicas de los relés de protección

Una protección ideal sería aquella que reaccionase exclusivamente para la falta o perturbación para la que ha sido diseñada, que actuase en el menor tiempo posible y que su coste fuera mínimo. No obstante, barajar todas estas exigencias obliga a la protección a tener características a veces opuestas entre sí. A continuación se enumeran los requisitos más destacables:

- Seguridad: Es la probabilidad de no actuación de una protección cuando no debe hacerlo.
- Obediencia: Es la probabilidad de actuación de la protección cuando debe hacerlo.
- Fiabilidad: Es la probabilidad de que una protección actúe única y exclusivamente cuando debe hacerlo. Queda representada por el producto de la seguridad y de la obediencia. Si se disponen dos relés en paralelo se aumenta la obediencia, pero disminuye la seguridad. Por el contrario si se disponen de dos relés en serie, se aumenta la seguridad pero disminuye la obediencia.



Descripción gráfica de los conceptos de seguridad y obediencia. En el esquema de la izquierda la avería de uno de los relés no imposibilita el disparo, es decir, se garantiza la obediencia, pero puede suponer un disparo intempestivo (falta de seguridad). En el gráfico de la derecha, una avería de un relé no supone un disparo intempestivo (se garantiza la seguridad) pero puede suponer la imposibilidad de disparo (falta de obediencia).

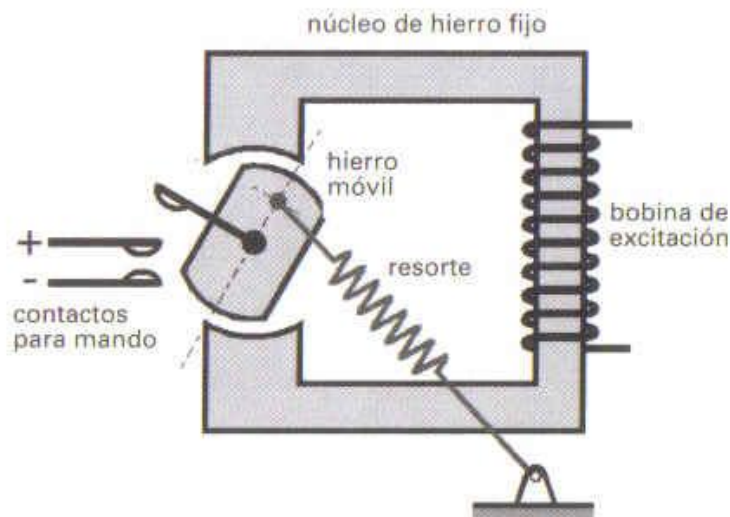
- Precisión: es la respuesta a valores de entrada.
- Rapidez: es el tiempo invertido desde la aparición del defecto o falta hasta la actuación de los contactos del relé. Esta característica es de importancia en las protecciones que no se hallan temporizadas. El aumento de la rapidez supone una disminución de la fiabilidad.
- Flexibilidad: es la capacidad para adaptarse a cambios funcionales.
- Simplicidad: representa la reducción de funciones e intersecciones en el diseño de la protección.
- Mantenimiento: es la disminución máxima posible de piezas sujetas a desgaste, consiguiendo así un mantenimiento mínimo.

- Facilidades de prueba o test: es la posibilidad de realizar verificaciones con el equipo de protección sin necesidad de que se desconecten partes del circuito donde se halle instalado dicho equipo.
- Autodiagnóstico: es la inclusión de funciones de auto verificación en la protección. Esto es hace especialmente factible en las protecciones digitales.
- Modularidad: lo que permite el montaje de las protecciones mediante módulos enchufables posibilitando así de una forma mas sencilla la localización de averías y las futuras ampliaciones de los equipos de protección.
- Precio: económico.

9.4 Principios constructivos de los relés de protección

Partiendo de la estructura básica de un relé en el esquema se puede tener, sin embargo, relés de distintos principios de constitución física o de construcción. Teniendo en cuenta estas características constructivas, los relés de protección pueden ser:

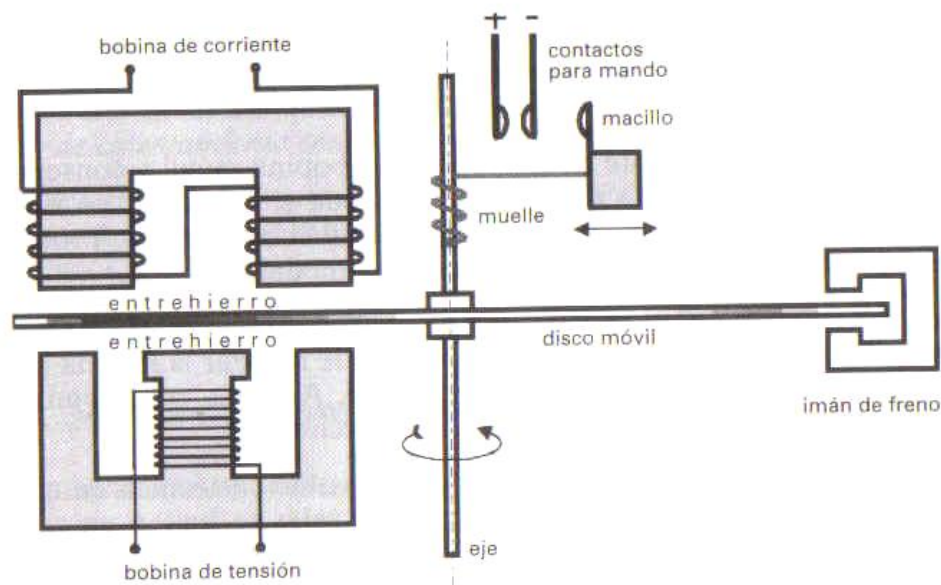
- Relés electromagnéticos: se basan en el principio de la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. De las cuales una seria fija y otra seria móvil, y la fuerza que se ejerza entre ellos será de tal manera que moverá la pieza móvil en el sentido de disminución de la reluctancia del campo magnético.



Esquema constructivo de un relé de protección electromagnético de armadura o hierro móvil

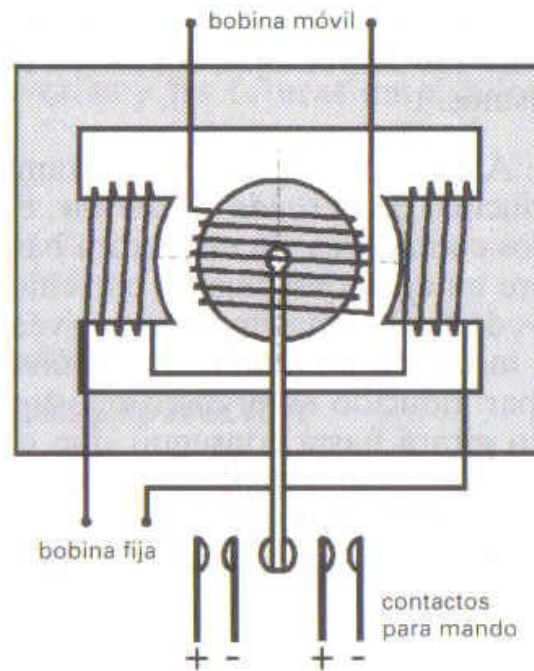
Las principales ventajas de este tipo de relés son robustez, simplicidad y economía. Estas ventajas hacen de los relés electromagnéticos unos candidatos ideales para ser utilizados como relés de tensión de intensidad. Por contrario, este tipo de relé tiene sus desventajas como son la dificultad de ajuste y de regulación de los mismos.

- Relés de inducción: a estos relés se les conoce también por relés *Ferraris*, y se basan en el principio de la *rueda de Barlow* es decir, el mismo principio que utilizan los medidores. Su estructura básica consta de un disco móvil que gira sobre un eje y que deja un entrehierro con respecto a los núcleos magnéticos de las bobinas inductoras. sobre el eje de la rueda va instalado un muelle antagonista solidario a contacto móvil. Cuando el par inducido en el disco sea superior al par resistente del muelle, el disco girara hasta conseguir que el contacto móvil haga presión sobre el contacto fijo (ambos pertenecientes al circuito de mando para la actuación de la protección). Estos relés son de aplicación general por las múltiples combinaciones que admiten.



Esquema constructivo de un relé de protección

- Relés electrodinámicos: Están basados en el mismo principio, si no muy similar, al de los aparatos de medida tipo galvanómetro se trata de la acción que una bobina fija ejerce sobre una bobina móvil, induciendo la primera un par motor que hará girar un ángulo determinado el conjunto de la bobina móvil. A estos relés también se les conoce como relés *ferrodinámicos*.



Esquema constructivo de un relé de protección de inducción

Para disminuir la corriente circulante por la bobina móvil y conseguir que no cree un par antagonista elevado, se procede a intercalar en serie una resistencia. En el diseño del circuito magnético de estos relés se procura evitar el riesgo de saturación dentro del campo de medida del relé.

Estos relés tienen como ventaja una elevada sensibilidad, pero en contra, y debido al pequeño recorrido angular que puede realizar la bobina móvil, la temporización de los mismos se hace imposible. Además, como punto negativo a añadir, tienen un elevado costo de producción.

- *Relés electrónicos:* Los relés electrónicos estáticos cumplen muy bien con las exigencias básicas de un relé de protección. Esto es debido, principalmente, a la eliminación de elementos mecánicos los cuales introducen en la protección ralentizaciones y desgastes mecánicos innecesarios (mantenimiento nulo). El esquema básico de bloques de un relé electrónico queda reflejado las pocas diferencias sobre el esquema básico de un relé de protección, excepto la inclusión de etapas de amplificación.

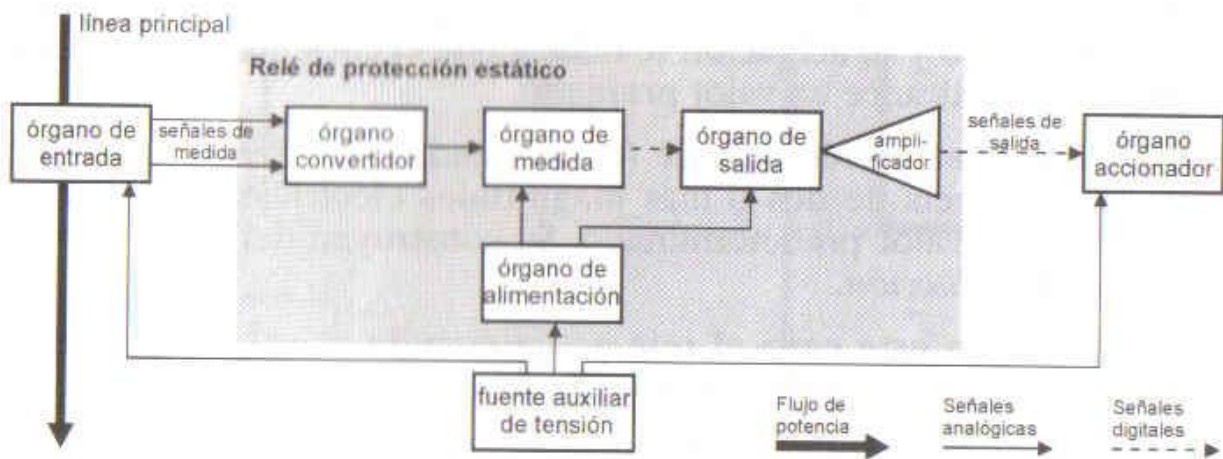


Diagrama de bloques de un relé electrónico de protección

- *Relés térmicos*: Se utilizan principalmente contra sobrecargas y se aplican en máquinas eléctricas con preferencia. Su misión es la de desconectar la máquina que protege antes de que sus devanados alcancen una temperatura perjudicial para su aislamiento. Constan de una *imagen térmica* del elemento que han de proteger, es decir, de un dispositivo cuya *ley de calentamiento* sea similar a la del objeto protegido.

9.5 Sistemas digitales de protección

Los relevadores y sistemas digitales de protección han experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años y han venido desplazando a los analógicos en la mayoría de las aplicaciones. El desarrollo de los relevadores es un reflejo de la forma en que se han desarrollado la electromecánica y la electrónica en los distintos países.

La introducción de la tecnología digital en el área de protección de sistemas eléctricos de potencia confiere a los relevadores y sistemas digitales de protección y, en particular, a los microprocesados, ventajas definidas con respecto a sus similares analógicos. Estas ventajas son:

- El costo de los relevadores digitales es ya comparable con el de los analógicos, en algunos casos es menor, y su tendencia es a decrecer.
- Los relevadores digitales tienen capacidad de autodiagnóstico, lo que los hace más confiables que los analógicos.
- Estos relevadores son totalmente compatibles con la tecnología digital que se está introduciendo en las subestaciones.
- Tienen una gran flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones, como las de medición, control y supervisión.
- Tienen capacidad de comunicación con otros equipos digitales de la subestación y el sistema.

- Pueden construir la base de una protección adaptiva, cuyos parámetros de operación cambian automáticamente con las condiciones del sistema.

Entre las desventajas se puede mencionar:

- Hay un desarrollo insuficiente de las redes de comunicación, que limita las posibilidades que ofrece la capacidad de comunicación de los relevadores.
- El hardware de los relevadores digitales cambia con gran velocidad, lo que dificulta su mantenimiento.
- Aun hay dificultades para la adaptación de los relevadores digitales a las condiciones ambientales de interferencia electromagnéticas de una subestación.

En diferentes países se trabaja en la solución de estos problemas, y los resultados son promisorios. Un apueba de ello es que los relevadores digitales ya han demostrado su superioridad sobre los analógicos y son preferidos en la actualidad por la mayoría de los ingenieros de protección

Particularidades de los relevadores digitales

Los relevadores digitales son sistemas de microprocesadores interconectados con el sistema protegido que realizan tareas de tiempo real. Esto le confiere dos particularidades:

1. La información sobre los valores de las señales eléctricas de entrada llega al microprocesador en instantes discretos de tiempo.
2. El microprocesador solamente realiza operaciones aritméticas tales como suma, resta multiplicación y división.

Esto trae como consecuencia la necesidad de resolver dos problemas. El primero de ellos consiste en que las señales discretas de entrada hay que hacerlas operaciones matemáticas continuas, tales como la integración y diferenciación: para ello hay que utilizar métodos de aproximación.

El segundo problema a resolver es el de la realización de dependencias funcionales complejas mediante operaciones aritméticas. Existen dos vías para la solución de este problema. La primera variante es de presentar las dos dependencias funcionales en forma tabular, y grabar esa información en memoria. La ventaja de este método es la velocidad de ejecución, pero tiene como desventaja una reducida precisión o una elevada utilización de la capacidad de memoria (en dependencias del número de valores que se almacenen).

La segunda variante consiste en aproximar las funciones complejas por series que contengan solamente operaciones aritméticas, tales como la serie de Taylor. El subprograma de cálculo de la serie se graba en memoria, y ocupa .menos espacio que una tabla, pero requiere mayor tiempo de ejecución, sobre todo cuando se necesita alta precisión. En ocasiones es conveniente combinar ambas, lo que permite obtener una alta velocidad o una elevada precisión, con requerimientos de memoria no tan elevados.

Arquitectura de un relevador digital

En la siguiente figura se presenta el diagrama de bloques general de un relevador digital. Al relevador se aplican señales analógicas provenientes de los transductores primarios de corriente y potencial, y señales discretas, que reflejan el estado de interruptores, cuchillas y otros relevadores. Estas señales reciben un procesamiento en los subsistemas correspondientes antes de su aplicación a la microcomputadora, que constituye el elemento principal del relevador. Las señales analógicas pasan adicionalmente por un proceso de conversión análogo-digital antes de entrar a la unidad central de procesamiento de la microcomputadora. Las señales discretas de salidas del relevador reciben procesamientos en el subsistema de salida discreta, que generalmente incluye relevadores electromecánicos auxiliares para proveerlo de salidas discretas de tipo contacto. El relevador realiza también la función de señalización de su operación (banderas) y su estado funcional mediante dispositivos de señalización (generalmente de tipo lumínico) visibles en su exterior. Los relevadores digitales disponen también de capacidad de comunicación con otros equipos digitales, mediante puertos de tipo serial y paralelo.

El subsistema de señales analógicas de un relevador digital tiene las siguientes funciones:

1. Acondicionar las señales de voltaje y corriente proveniente de los transductores primarios a voltajes adecuados para la conversión análogo-digital.
2. Aislar eléctricamente los circuitos electrónicos del relevador de los circuitos de entrada,
3. Proteger el relevador contra sobrevoltajes transitorios inducidos en los conductores de entrada por conmutación y otros procesos transitorios en el sistema primario o en los circuitos secundarios del esquema de protección.

El subsistema de entradas discretas tiene la función de acondicionar las señales para su aplicación al procesador (lo que puede incluir una fuente de alimentación auxiliar para censar el estado de contactos) proveer el aislamiento eléctrico necesario entre las entradas y los circuitos electrónicos, y proteger al relevador contra sobrevoltajes transitorios.

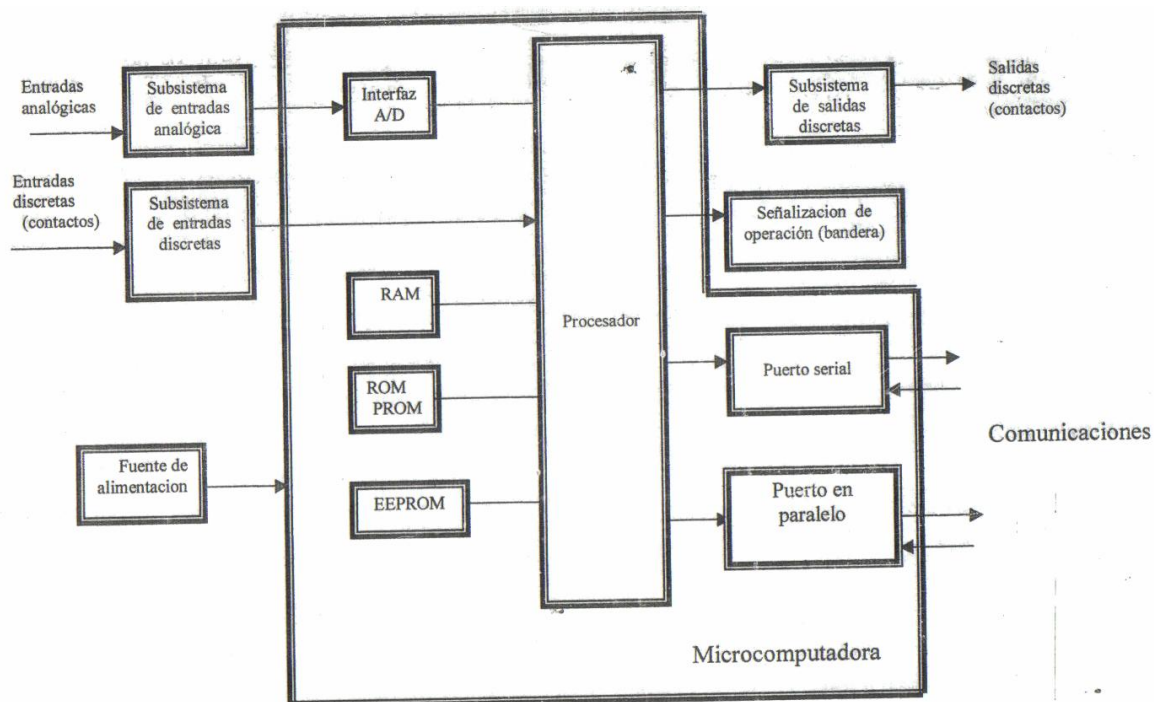
En la interfaz análogo-digital se lleva a cabo los procesos de muestreo y conversión análogo-digital de las señales analógicas.

El procesador del relevador digital es el encargado de ejecutar los programas de protección, de controlar diversas funciones de tiempo y de realizar tareas de autodiagnóstico y de comunicación con los periféricos. En el relevador se requieren distintos tipos de memorias; la memoria de acceso aleatorio (RAM) es necesaria como buffer para almacenar temporalmente los valores de las muestras de entrada, para acumular resultados intermedios en los programas de protección, y para almacenar datos para ser guardados posteriormente en memoria no volátil. Los programas del relevador se guardan en memoria de lectura solamente, de tipo no programable (ROM) o programable (PROM), y se ejecutan directamente desde ahí (excepcionalmente), o se carga inicialmente a memorias RAM para su posterior ejecución. Los parámetros de ajuste del relevador y otros datos importantes que no varían con gran frecuencia se almacenan en memoria tipo PROM borrables (EPROM) o electrónicamente borrables (EEPROM); una alternativa a este tipo de memoria puede ser una RAM con respaldo de batería.

Un aspecto importante de un relevador digital es su capacidad de comunicación. Las interfaces de comunicación serie permiten el intercambio de información remota fuera de la línea con el

relevador para tareas de asignación de valores de parámetros de ajuste, de lectura de registros de fallas o de datos ajustables, y otras,. Para el intercambio de información de tiempo real es necesario de disponer de una interfaz de comunicación paralela.

El subsistema de salidas discretas procesa la información de un puerto paralelo de salida del procesador, consistente en una palabra digital en que cada bit puede ser utilizado para definir el estado de un contacto de salida. Debe existir acoplamiento óptico entre este puerto y el relevador auxiliar o tiristor de salida del relevador.



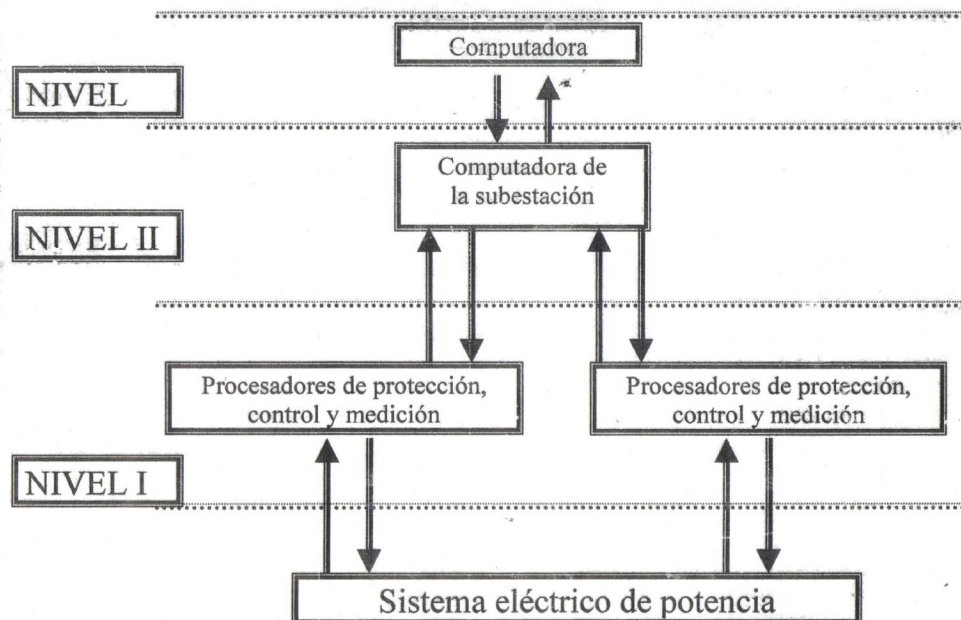
Representación esquemática de la arquitectura de un relevador digital

El relevador digital debe contar con una fuente de alimentación independiente generalmente el tipo de conmutador, que puede conectarse a la batería de acumuladores de la subestación, y produce los voltajes de corriente directa necesarios para los circuitos relevadores (Típicamente 5V y 15V).

9.6 Sistemas digitales integrados de protección, control y medición.

La tendencia actual es la integración de las funciones de protección, control y medición en sistemas digitales de subestaciones y plantas generadoras, que se alcanzan con computadoras centrales de nivel del sistema de potencia. La siguiente figura muestra una estructura jerárquica con tres niveles, dos de ellos en la subestación. En el nivel I esta en los procesadores digitales encargados directamente de las funciones de protección, control y medición y que se encuentran interconectados con el sistema eléctrico de potencia. El nivel II corresponde a la computadora de la subestación, que concentra la información proveniente de los procesadores del nivel I y la transmite a la computadora central del sistema nivel II), o transmite comandos de control de esta computadora al nivel I, para ser ejecutados por los procesadores sobre los interruptores de la subestación.

En resumen, en el nivel I se realizan las funciones directas de protección, control y medición, se recibe información de los equipos de la subestación y se envían a estos los comandos de control, se hacen funciones de diagnóstico, existen facilidades para la comunicación hombre-maquina, y se realizan las comunicaciones con el nivel superior. En el nivel II se hacen funciones de respaldo de los procesadores del nivel I (incluyendo el respaldo de protecciones), se recolectan, procesan y almacenan datos, se realizan análisis de secuencia de evento, existen medios para la comunicación hombre-maquina y se desarrollan las comunicaciones con los niveles I y III. En el nivel III se originan acciones de control nivel de sistema, se recolectan y procesan datos, se realizan análisis de secuencia de eventos y otros, se hacen registros osciligráfico, se elaboran reportes y se organizan las comunicaciones con el nivel inferior. En este nivel se ejecutan la mayor parte de las funciones de protección adaptiva al sistema.



A continuación, y una vez conocida la tecnología constructiva de los relés, se mencionan la aplicación de los relés a los sistemas de protección más usuales.

9.7 Sistemas de protección más usuales

Las magnitudes eléctricas que controlan los relés de protección son:

- *Intensidad:* los relés que actúan por intensidad lo hacen con la corriente que atraviesa el relé. Suelen actuar para un valor máximo o mínimo de intensidad prefijada y su constitución puede ser la de un *relé electromagnético* o un *relé térmico*.
- *Tensión:* los relés que trabajan con esta magnitud lo hacen por las variaciones del valor de tensión aplicada al relé. Pueden actuar, al igual que en el caso anterior, para valores máximo, mínimo o nulo de tensión y suelen ser relés electromagnéticos.
- *Producto:* los relés de producto actúan por la acción del producto de dos magnitudes eléctricas. Ello se consigue generalmente por la interacción de dos bobinas que son controladas por dichas magnitudes eléctricas, por lo que estos relés son del tipo *electrodinámico*.
- *Cociente:* los relés de cociente, al igual que los anteriores, son de tipo electrodinámico y su actuación se debe a que el cociente de dos magnitudes alcance un valor prefijado.
- *Diferencia:* la actuación del relé (denominado *relé diferencial*) se debe a que la diferencia de dos o más magnitudes eléctricas del mismo tipo sobrepase un valor predeterminado. Se construyen del tipo *electromagnético* o de *inducción*.
- *Frecuencia:* en este caso el relé actúa cuando el valor de frecuencia medido se aleja del valor prefijado. Suele ser *relés de inducción*.

Bibliografía

ABB Inc.Substation Automation and Protection Division, *Product Exploration CD* , Febrero 2004.

Altuve Ferrer, Héctor Jorge. *Protección de sistemas eléctricos de potencia*, México, Universidad Autónoma de Nuevo León.

Constantinescu-Simon, Liviu. *Handbuch elektrische energietechnik*, 2ª Edición, Alemania, Vieweg, 1997.

Flosdorff, R., Hilgarth,G.. *Elektrische energieverteilung*, 7ª Edición, Alemania, B.G. Teubner, 2000.

Enríquez Harper, Gilberto. *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*, 2ª Edición, México, Limusa, 2004.

Enríquez Harper, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*, 2ª Edición, México, Limusa, 2004.

Juárez Cervantes, José Dolores. *Sistemas de distribución de energía eléctrica*, México, Universidad Autónoma Metropolitana, 1995.

Möller, Klaus, Hochspannungstechnik, Alemania, Aachen University of Technology, 2000.

Navarro Márquez, José A., Montañés Espinosa, Antonio, Sanmillán Lázaro, Ángel. *Instalaciones eléctricas de alta tensión*, 2ª Edición, España, Paraninfo, 1999.

Siegert C., Luis A.. *Alta tensión y sistemas de transmisión*, Colombia, Noriega-Limusa,1983.

Square D. *Catálogo de productos de distribución y control*, 2004.