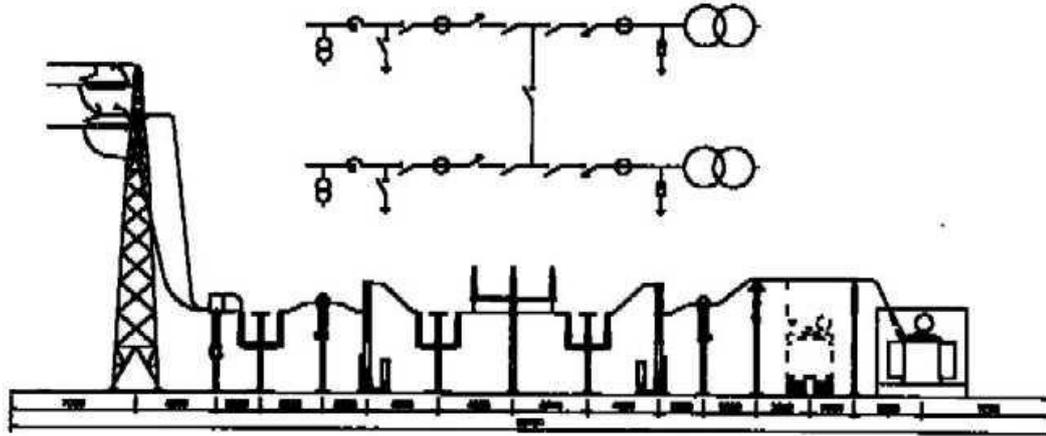


ESTACIONES TRANSFORMADORAS

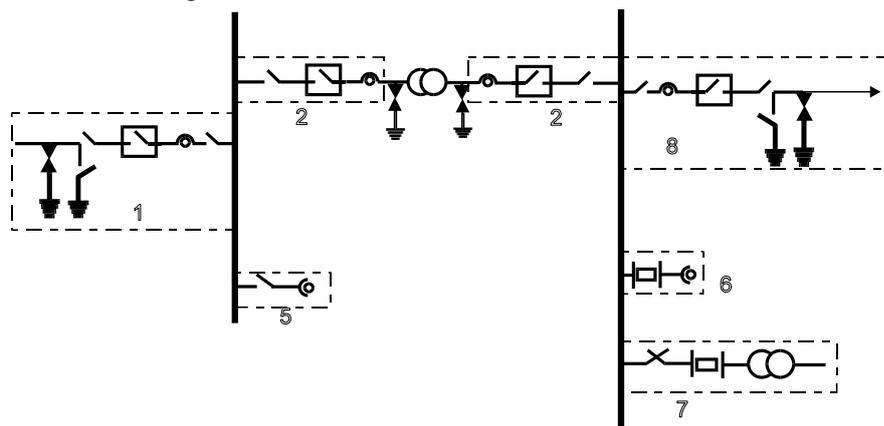
1. Definición:

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia. Sus funciones principales son: Transformación, conversión, regulación y repartición de la energía eléctrica:



1.1. Componentes de la estación transformador

Sea una E.T. que recibe energía desde una línea de 132 Kv.



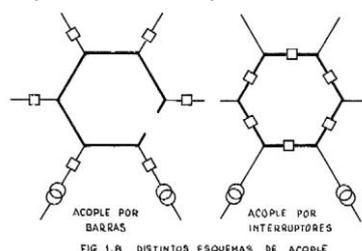
En dicho esquema se distinguen los siguientes componentes básicos:

a) Las barras I y II, son los puntos que permiten vinculación eléctrica de líneas que operan a una misma tensión, también llamados nodos

La formación del nodo puede realizarse con una barra a la que se conectan las ramas o a través de interruptores, estas dos formas de crear el nodo, se llaman:

- Acoplamiento por barras: cada línea que incide en las barras lo hacen a través de un interruptor.
- Acoplamiento por interruptores: los interruptores están dispuesto en anillos y las líneas inciden entre cada par de interruptores

Distintos esquemas de acople



b) Bajo el nombre de campos o celda designamos al conjunto de equipos o aparatos que permiten el comando, protección y medición en una E.T.

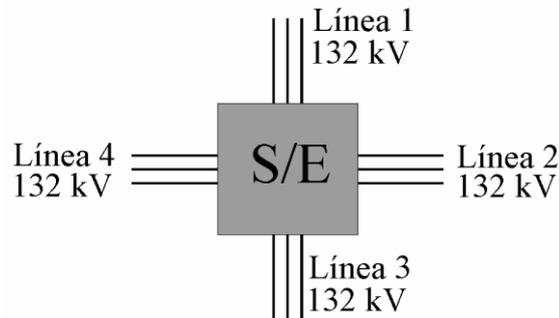
1.2 Tipos de subestaciones

⇒ **Según su emplazamiento**

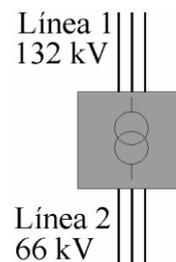
- a) De intemperie o exteriores
- b) De interior
 - a. Distancias menores
 - b. Más caras
 - c. Transformadores: suelen estar a la intemperie.
- c) Mixtas
- d) Blindadas
 - a. Aislada en un gas SF₆.
 - b. Mínimo espacio requerido
 - c. Empleada en ciudades, zonas de alta contaminación.

⇒ **Según su función**

- a) **De maniobra:** destinada a la interconexión de dos o más circuitos
 - a. Todas las líneas que concurren en la subestación a igual tensión.
 - b. Permite la formación de nudos en una red mallada
 - c. Aumenta la fiabilidad del sistema.



- b) **De transformación pura:** destinada a la transformación de tensión desde un nivel superior a otro inferior
 - a. Necesario presencia de uno o varios transformadores
 - b. Niveles de transformación



Transporte

Subtransporte

Subtransporte

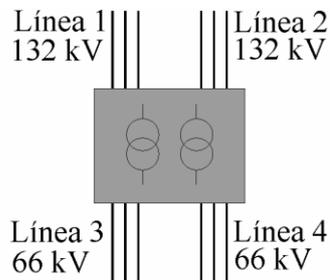
Reparto

Reparto

Distribución

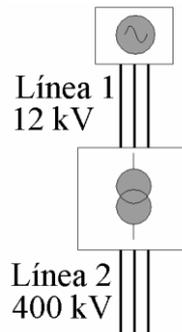
- c) **De transformación/maniobra:** destinada a la transformación de tensión desde un nivel superior a otro inferior, así como a la conexión entre circuitos del mismo nivel

• Uso frecuente



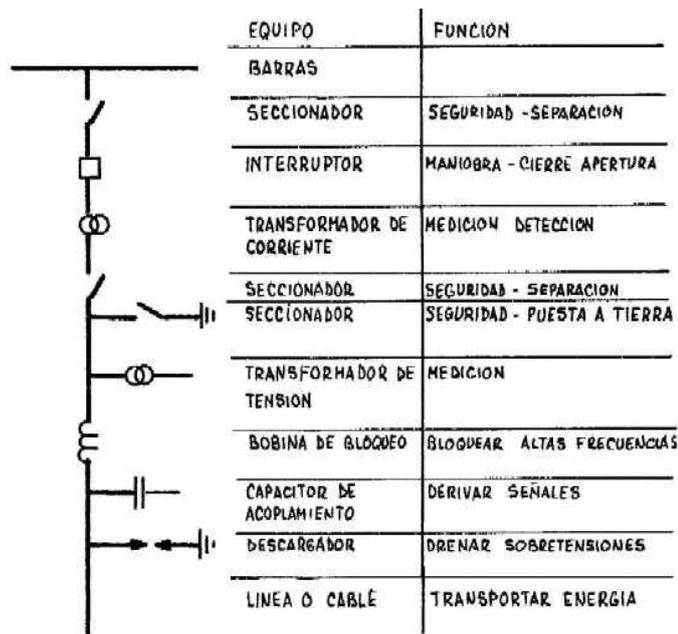
- d) **De central:**
: destinada a la

transformación de tensión desde un nivel inferior a otro superior (centrales eléctricas)



1.3. Equipos principales

Los equipos directamente relacionados con las magnitudes eléctricas en juego en la Estación, son llamados equipos principales.

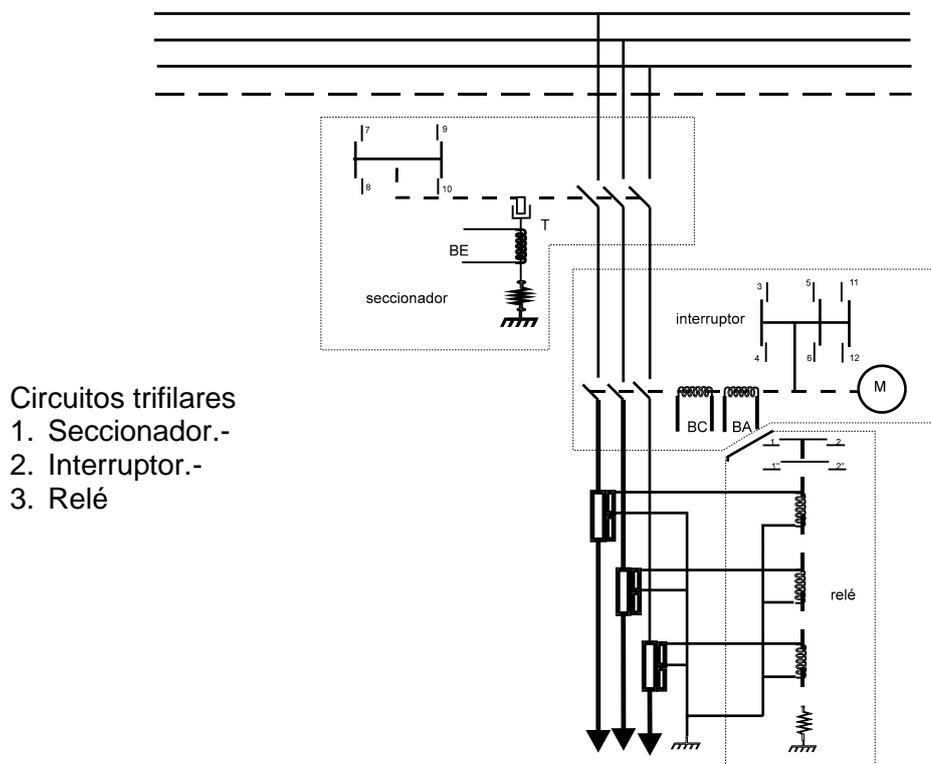


Equipos principales

Las características eléctricas principales de la estación y de sus equipos están relacionadas con los niveles de tensión y cortocircuito.

Las características de los distintos equipos en muchos casos son comunes, en consecuencia primero individualizaremos los equipos y luego, en modo comparativo, analizaremos sus características.

1.4. Esquemas funcionales



(Ver Anexo I E. T Cavic

2. Componentes de una estación Transformadora

Transformadores de potencia

Es una máquina, cuya función principal es cambiar la magnitud de las Tensiones Eléctricas.
En los sistemas eléctricos se utilizan 3 clases de transformadores

- A) Transformadores de centrales
- B) Transformadores de distribución
- C) Transformadores de red.

2.1.1 Clasificación

- 1) Por la forma de la instalación
 - Exteriores
 - Interiores
- 2) Por la clase de aislantes
 - al aire
 - de aceite
 - de pyralane
 - de silicona
- 3) Por la clase de refrigerante
 - Autorrefrigerados
 - Forzados
- 4) Por ajuste de la tensión
 - En vacío
 - En carga.

2.1.2. Disposiciones constructivas

Se pueden considerar formado por tres partes principales:

1) Parte activa.

- *Núcleo*: Este constituye el circuito magnético que esta fabricado en láminas de aceros de granos orientados con espesor de 0.28mm, cuya cifra de perdidas es de 0,4 a 0,6 w/Kg.
- *Bobina*: Constituye el circuito eléctrico. Estas pueden estar constituida con hilos de cobre de sección circular o rectangular. Los conductores se forran de material aislante, que pueden tener diferentes características, , de acuerdo con la tensión de servicio, la temperatura y el medio en que va a estar sumergido.-
- *Cambiador de derivaciones*: Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Puede se operado en forma manual o automática, puede instalarse en el lado de baja o de alta, aunque conviene instalarlo en alta tensión, debido a que su costo es menor en virtud de que la corriente es menor.-
- *Bastidor*: Esta formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos, que se desarrollan durante la operación.-

2) Parte pasiva.

- *Cuba*: Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa
- Debe ser hermético
- Soportar el vacío absoluto
- Proteger mecánica y eléctricamente el transformador
- Ofrecer puntos de apoyos para el transporte y la caga del mismo
- Soportar los enfriadores, bombas de aceite etc.

3) Accesorios

Son dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento

- Tanque conservador
- Relevador de gas
- Válvulas
- Tablero
- Conector de tierra
- Placa característica
- Aisladores.

2.1.3. Características de funcionamiento

1) Potencia Nominal

Es la potencia aparente en los bornes de secundario, expresada en KVA

$$P = \sqrt{3}U_2I_2$$

2) Intensidad Nominal Secundaria

Es la intensidad de plena carga para la cual se ha dimensionado el arrollamiento

3) Intensidad Nominal Primaria

$$I_1 = I_2 \frac{U_2}{U_1}$$

4) Relación de Transformación Nominal

Es la relación que existe entre la tensión en vacío (de alta a baja tensión)

Para transformador elevador

$$n = \frac{U_2}{U_1}$$

Para reductor

$$n = \frac{U_1}{U_2}$$

5) Tensión de Cortocircuito

Definida como la tensión medida en los bornes del arrollamiento de alta tensión cuando el de baja tensión esta en cortocircuito y recorrida por la corriente nominal (dato del transformador).

Esta normalizada, varía entre 4% al 10%.

6) Intensidad de Cortocircuito Nominal

Es la intensidad que absorbe el arrollamiento primario al aplicarle la tensión nominal, estando el secundario en cortocircuito y que ambos arrollamientos estén a la temperatura de régimen.

$$I_{cc} = \frac{I_1}{U_{cc}\%} \quad I_{cc} = \frac{I_1}{5\%} = I_1 \frac{100}{5} = 20I_1$$

7) Pérdidas y rendimiento de los transformadores

- Pérdidas en Vacío (P_0)

Pérdidas en el hierro, foucoule e histéresis, pérdidas dieléctricas en el cobre. Para una frecuencia dada.

$P = \text{cte. independiente de la carga.}$

- Pérdida en Carga (Pc)

Es la potencia disipada en calor debida a la circulación de la corriente nominal. Incluye pérdidas óhmicas, adicionales debidas al flujo de dispersión. Para su evaluación se supone P_n , $\cos(\phi)=1$ y $T^\circ = 75^\circ\text{C}$.

2.1.4. Ensayos

Las pruebas mínimas que deben efectuarse antes de la salida de fábricas son:

1. Inspección del aparato.
2. Aceite aislante: se verifica la rigidez dieléctrica y la acidez
3. Resistencia de aislamiento.
4. Inspección del cableado de control.
5. Relación de transformación.
6. Polaridad.
7. Potencial inducido.
8. Pérdidas en el hierro.
9. Pérdidas de carga.
10. Temperatura.
11. Impulso.
12. Ruido.
13. Descargas parciales.
14. Hermeticidad.

2.2. Transformadores para instrumentos

Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de corriente y tensión que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación.

2.2.1. Transformadores de corriente

Son aparatos en donde la corriente secundaria, es proporcional a la corriente primaria bajo condiciones normales de operación, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función:

- Transformar la corriente
- Aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.
- Proveer la posibilidad de estandarizar instrumentos y relés en unos equipos nominales.

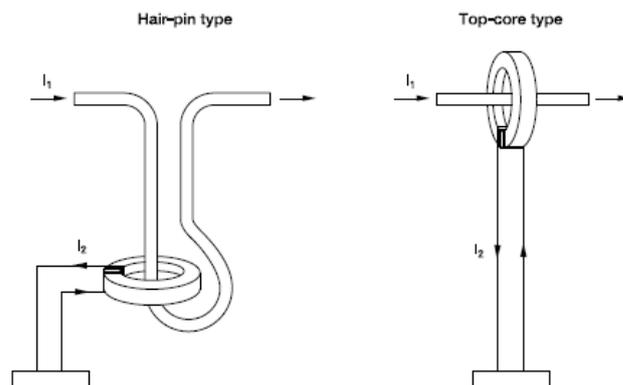
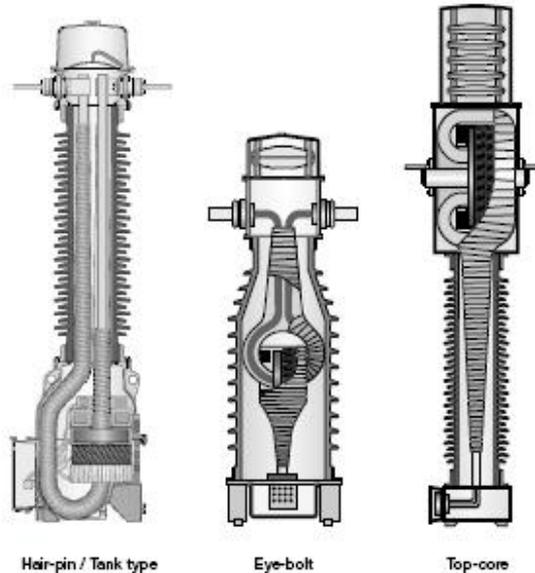


Figure 5.1
Hair-pin (Tank) and top-core design



Los de corriente pueden ser:

- de Medición

Requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente.

- de Protección

Requieren una fidelidad hasta de 20 In

- Mixto.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, uno puede utilizarse para medición, que requiera mayor precisión y los otros se pueden utilizar para protección.

Ej: 300/1 - 5 1000/1 - 5 300 - 600 / 1 - 5.

2.2.2. Características de los transformadores de corriente

- Corriente primaria

Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediatamente superior de la corriente calculada para la instalación.

- Corriente secundaria.

- Potencia Nominal

Es la potencia con la cual se puede cargar sin que se sobrepase al valor límite correspondiente a su clase de precisión en VA.

- La carga efectiva se compone del consumo de los aparatos conectados y el consumo de los conductores de medición.

- Límite Térmico.

Un transformador debe soportar en forma permanente el 20% de In sin exceder el valor de la temperatura.

- Límite de Cortocircuito.

Es la corriente de cc máxima que soporta un transformador durante un tiempo que varia entre 1 a 5 seg.

- Tensión Nominal.

Es la tensión que se eleva en los terminales secundarios del transformador al alimentar éste una carga de 20In

Ej: Carga de 5 amp - 1 Ω \Rightarrow 1x5x20 = 100V

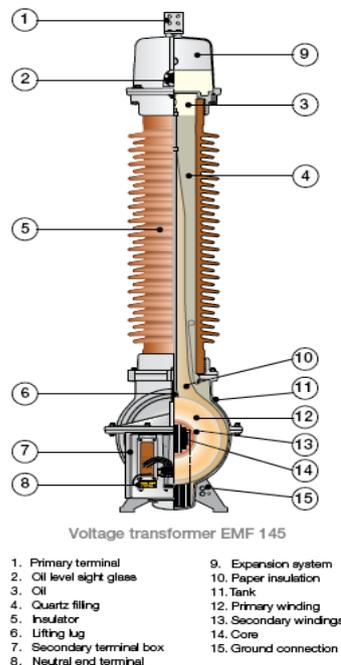
- Clase.

Se designa por el error máximo admisible en % que el transformador puede introducir en la medición para In y F.

Clase	
0.1	Medición de laboratorio
0.2 -0.3	Medición de laboratorio y contadores
0.5 – 0.6	Medición ordinaria en laboratorio, contadores y vatímetros
1 – 2	Para conexión de instrumento I, P,V de tablero
3 -5	Para instrumento de vigilancia y control de menor precisión y conexión de rele

2.2.3. Transformadores de tensión

Son aparatos que permiten reducir la tensión del primario a valores de baja tensión en el secundario, ambas normalizadas y también permiten aislar los instrumentos de medición y protección. Pueden ser del tipo convencional (inductivos) o del tipo capacitivo.



2.2.3.1. Características de los transformadores de tensión

- Tensión primaria

Se debe seleccionar el valor normalizado inmediatamente superior al valor calculado

- Tensión secundaria

El valor normalizado es de 110 V (se construyen con un solo secundario)

- Potencia nominal en (VA).

Es la suma de las potencias que consumen las bobinas de todo los aparatos conectados en paralelo con devanado secundario más las pérdidas que se producen en los cables de alimentación.-

- Clase

Se designa por el error máximo admisible en % que el transformador puede introducir en la medición a Vn y Hzn

- Uso.

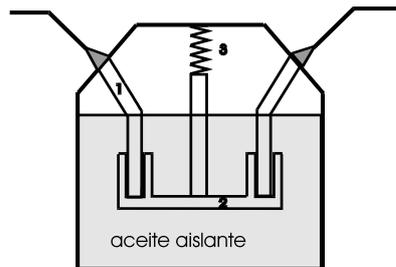
2.3. Interruptores

Es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como también bajo condiciones de corto circuito.

1. Tipos de interruptores

- I. Gran volumen de aceite.
- II. Pequeño volumen de aceite.
- III. Hexafluoruro de azufre.
- IV. Neumáticos (aire comprimido).
- V. Vacío.

I. Interruptores en gran volumen de aceite



Ventajas de ruptura en aceite respecto a la ruptura al aire.

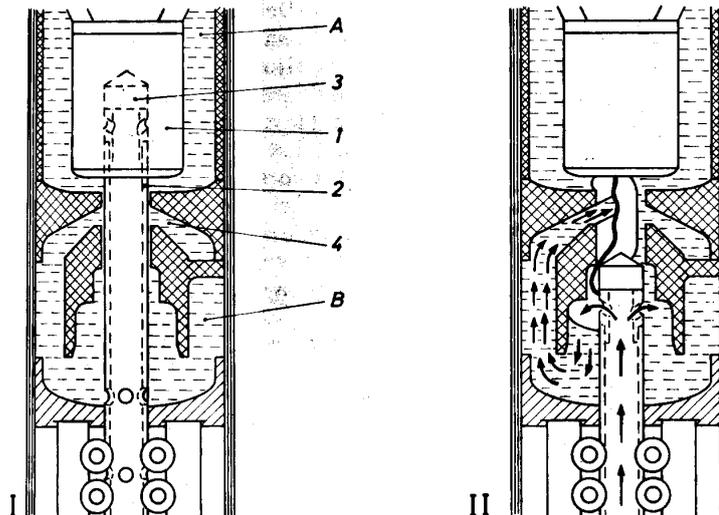
- Menor longitud del arco.
- Mejor aislamiento entre piezas en tensión y entre esta pieza y masa

Desventajas:

- Inflamabilidad del aceite (incendio).
- La mezcla de gases y aire puede resultar explosiva (explosión del interruptor).
- La polución de aceite por el carbón producido por el arco.
- No son adecuados para ruptura en corriente continua.

Este tipo de interruptores se fabrican en modelo unipolar o tripolar. Este último tipo se usa hasta 35 Kv. Para mayores tensiones se fabrican unipolares llegando a tensiones de 132Kv y 3500 MVA.

II. Interruptor en pequeño volumen de aceite.



La ruptura del arco se hace mediante la combinación de un efecto extintor independiente del valor de la corriente que se ha de cortar y otro efecto depende de esta corriente..

El efecto extintor independiente de la corriente, se produce mediante el movimiento hacia abajo del contacto móvil durante la desconexión. El aceite que se encuentra en la parte inferior de la cámara de extinción es impulsado por el interior del contacto móvil hacia el arco y ataca directamente los puntos de origen del arco en el contacto, mismo. El efecto extintor de origen

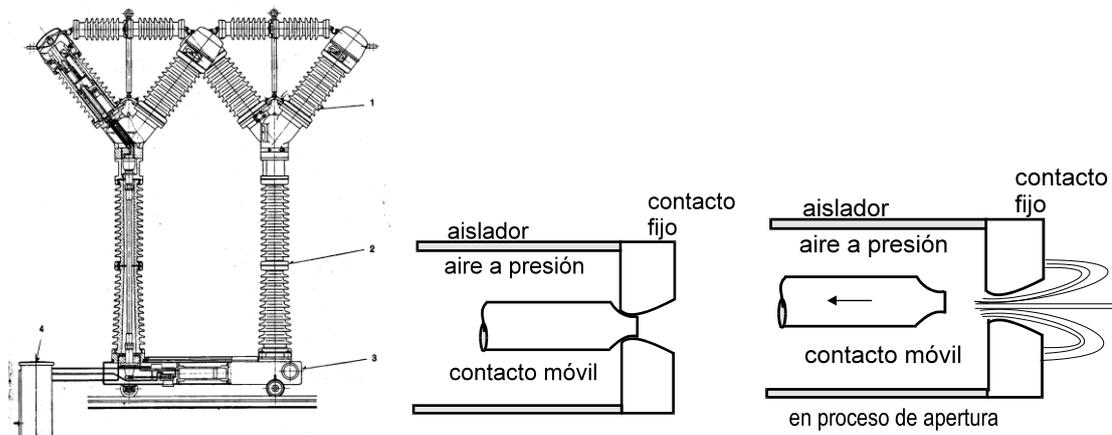
propio, dependiente de la corriente, se consigue mediante una tobera anular que consta de dos partes, se subdivide la cámara en los espacio A y B. Entre ambas partes de la tobera se forma un canal anular que tiene algunos milímetros de altura en su punto más estrecho. Al desconectar se arrastran el contacto móvil y el arco desde el espacio A al espacio B. Los gases que se desprenden en el recinto A, salen libremente hacia arriba, pasando por el contacto fijo. En el recinto B se forma una burbuja de gas a alta presión; como consecuencia de la diferencia de presiones existente entre los recintos A y B, fluye una mezcla de gas y aceite desde el recinto B, a través del canal anular hacia la abertura de salida, lo cual deja libre el contacto móvil, que se mueve hacia abajo. La circulación cesa cuando se han equilibrado las presiones en ambos recintos. Debido a esta circulación del medio extintor, el arco se refrigera intensamente y se desioniza totalmente la distancia entre los contactos fijo y móvil, de forma que el arco se extingue la primera vez que la corriente pasa por cero, después de entrar la punta de la varilla en el recinto B. Evitándose de esta forma los reencendidos.

Ventajas:

- ✓ Desionización rápida del trayecto del arco (0,002 seg).
- ✓ Caída de tensión en el arco excepcionalmente baja por lo que no hay que temer sobretensiones en el momento de la extinción.
- ✓ Mínima disipación de energía.
- ✓ Muy limitada carbonización del aceite.
- ✓ Reducido deterioro de los contactos como consecuencia de la pequeña disipación de energía.

II. Neumáticos (aire comprimido)

Utilizan las propiedades que tiene el aire a presión de extinguir el arco al expansionarse. Con presiones de servicio de 15 a 25 Kg/cm², dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor. La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, del orden de los tres ciclos, lo cual produce sobretensiones mayores que los casos anteriores, es por ello que se insertan en paralelo con los contactos principales, resistencias amortiguadoras y capacidades que producen alta impedancias reparten la tensión en cámaras.



Ventajas.

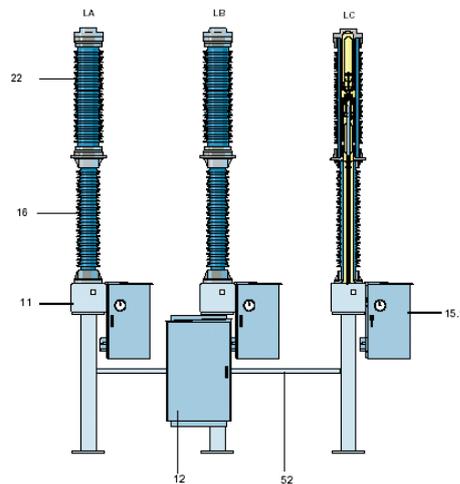
- a) Bajo costo y disponibilidad del aire.
- b) Rapidez de operación.
- c) No provoca explosiones ni arde como el aceite.
- d) Aumenta la capacidad de ruptura en proporción a la presión del aire.
- e) No es asfixiante ni tóxico.

Desventajas:

- a) Menor rigidez dieléctrica que el SF₆.
- b) Mayor presión.
- c) Aun a presiones 5 veces superiores que el SF₆, el aire tiene únicamente 10% de la capacidad de extinción del arco.
- d) En fallas próximas al interruptor aparecen sobretensiones muy altas. Para disminuirlas se intercalan resistencias de apertura.

- e) Después de la apertura el gas ionizado debe ser eliminado.
- f) Los niveles de ruido al operar son muy altos.
- g) El sistema de compresión del aire tiene un precio muy alto y la confiabilidad de sus componentes es difícil de lograr.

IV. Hexafloruro de azufre. SF₆:



En vista del aumento constante de las potencias de las centrales eléctricas, exige mejorar las características de ruptura de los interruptores con el fin de protegerlos de las elevadas potencias de cortocircuito, es por ello que los constructores han buscado un nuevo fluido extintor que posea las ventajas de los existentes y que no tenga ninguno de sus inconvenientes. Es por ello que se selecciono el hexafloruro de azufre. El es un gas que posee reunidas las propiedades físicas, química, dieléctrica favorable para la extinción de los arcos de los disyuntores.

Es un gas incoloro, inodoro, químicamente inerte, no tóxico, no inflamable, no corrosivo. La resistencia dieléctrica es muy superior a la del aire y es más pesado que el aire, por lo tanto, es necesario conocer reglas adecuadas de seguridad.

El coeficiente de transmisión de calor es igual a 5 veces mayor que el del aire, esto permite una rápida disipación del calor, impidiendo el aumento de temperatura, además su rigidez dieléctrica es de 2 a 3 veces la del aire.

Se fabrican para tensiones desde 115 hasta 800Kv y capacidad de ruptura de 80KA.

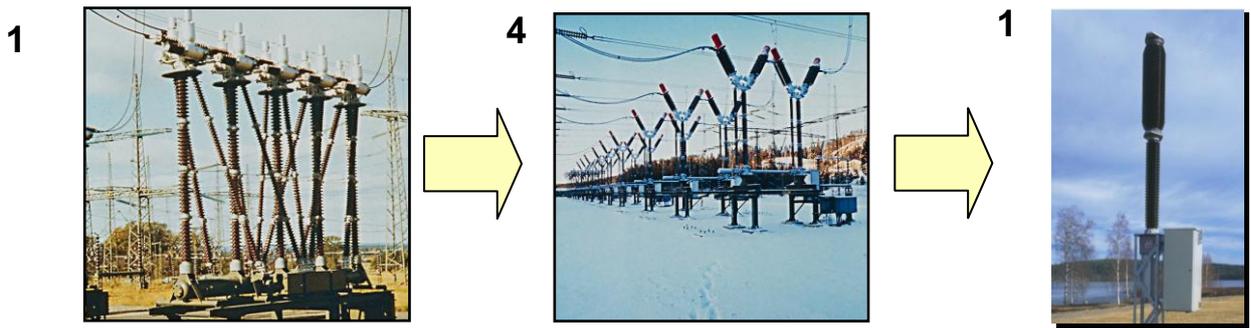
Ventajas:

1. Después de la apertura, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura no es ruidosa.
2. Alta rigidez dieléctrica, del orden de las tres veces la del aire.
3. La alta rigidez dieléctrica lo hace un medio ideal para enfriar el arco, aun a presiones bajas.
4. La presión utilizada es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos.
5. Buena conductividad térmica, es del orden de tres veces la del aire.

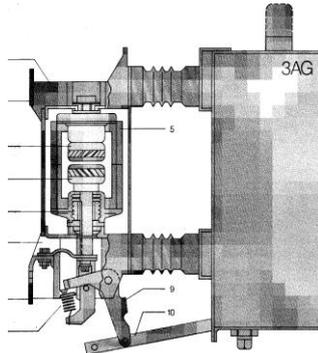
Desventajas:

1. A presiones superiores a 3,5 bars y temperaturas menores de -40 C, el gas se licua. Por eso, en el caso de interruptores de dos presiones, es necesario calentar el gas de la cámara.
 2. El gas es incoloro, inodoro, e insípido.
- III. Los productos del arco son tóxicos y combinados con la humedad producen ácido fluorhídrico, que ataca la porcelana y el cemento de sellado de las boquillas.

Tasa de Fallas Mecánicas/Tasa de Mantenimiento



V. Vacío



Los contactos están dentro de botella especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización y por lo tanto no es necesario el soplado del arco ya que se extingue prácticamente al pasar por cero.-

Ventajas:

1. Es un interruptor muy compacto.

Prácticamente no necesita mantenimiento.

Desventajas:

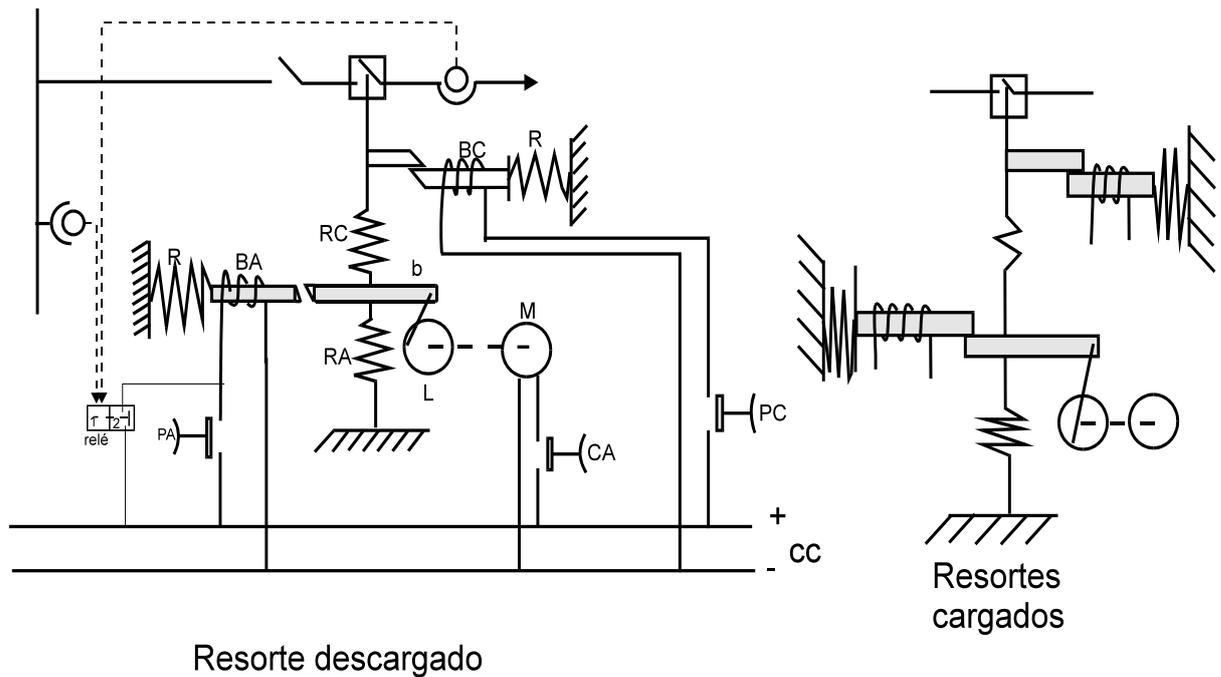
2. Es difícil mantener un buen vacío debido al arqueo y desgasificación de los electrodos metálico.

3. Durante el arqueo se produce ligera emisión de rayos X.

3. Aparecen sobretensiones, sobre todo en circuitos inductivos.

2.3.1. Relee – interruptor

La protección contra sobrecorrientes se efectúa mediante una combinación de relé con interruptor.



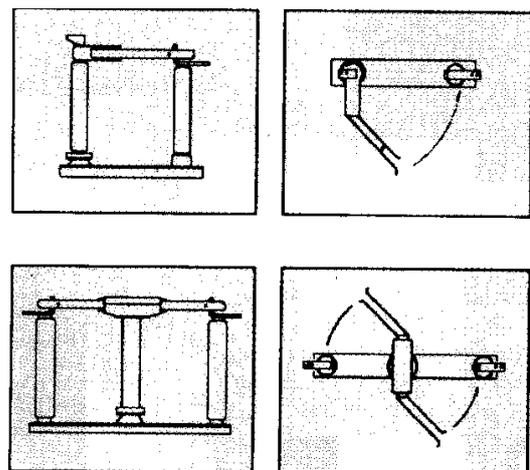
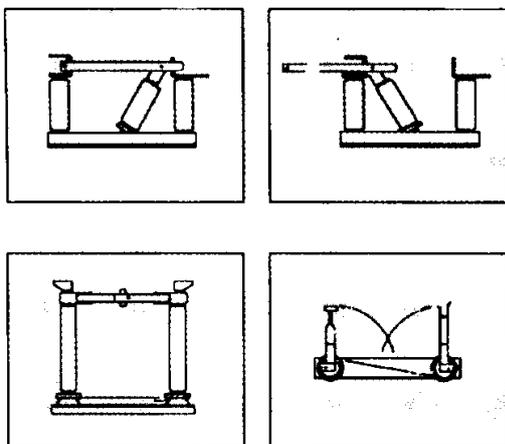
El relé está compuesto de dos partes: en la primera hay un sistema de comparación que recibe la señal en forma permanente de los transformadores de tensión y de corriente (hay relé que sólo recibe señal de corriente). Estas señales se transforman en una magnitud eléctrica (puede ser una corriente o una impedancia), la que se compara con un valor finito previamente regulado. Cuando la magnitud medida es mayor (o menor según el tipo de relé) que el valor de comparación, el relé opera una serie de contactos.

2.4. Seccionador

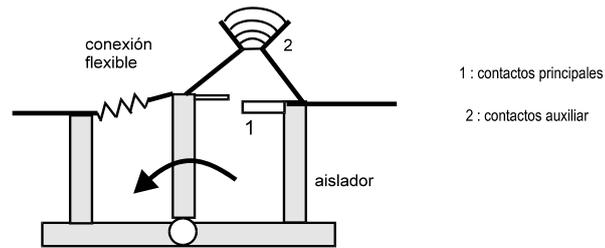
Su función es conectar o desconectar un circuito cuando está en vacío ó cuando está recorrido por una corriente muy débil.

Clasificación por la forma de accionamiento.

- 1) De cuchilla giratoria.
- 2) De cuchilla deslizante.
- 3) De columna giratoria.
- 4) De pantógrafo.

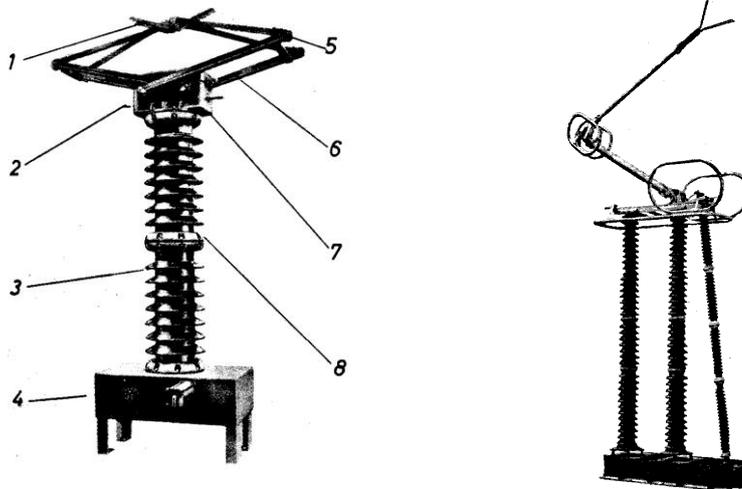


2.4.1. Seccionador a cuerno



2.4.2. Seccionador tipo pantógrafo

Uso: Para tensiones mayores de 230 Kv , permite una reducción importante en el área del terreno requerido, permite visualizar rápidamente los circuitos bajo tensión



2.5. Descargadores

2.5.1. Introducción

Los descargadores de sobretensión o pararrayos, tienen la función, tanto cuando están instalados en estaciones transformadoras como en líneas de alta tensión, la de limitar, las sobretensiones de origen atmosférico y las de maniobra, en los terminales de los equipos protegidos para no superar los Niveles Básicos de Aislación (BIL, Basic Insulation Level) dados por las Normas.

El BIL de los equipos protegidos puede definirse por las características de protección ofrecidas por los descargadores de sobretensión (DSE) sumada a los efectos de distancia de los cables de unión entre los DSE y los equipos protegidos.

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas.

Explosores: Dispositivo con espacio disruptivo en aire y en los DSE, en serie con resistores no lineales. Su funcionamiento es en condición abierto o en cortocircuito.

Resistores no lineales: Presentan una resistencia eléctrica pequeña ante grandes corrientes de descarga producida por sobretensiones, limitando así la tensión residual o de protección U_r o U_p . Presentan resistencias grandes a tensión de frecuencia industrial limitando la corriente subsiguiente. Son de óxido de zinc (ZnO) o carburo de silicio (SiC).

Tensión nominal: Es la tensión dada por el fabricante. U_n o U_m (si es máxima), a frecuencia industrial.

Tensión disruptiva crítica del aislamiento: U_{dc} , constituye el BIL del aislamiento protegido.

Tensión residual: U_r o U_p , es la tensión que aparece entre sus terminales con la actuación y la corriente de descarga, para una onda de rayo.

Tensión residual para maniobra: U_{pm} es la tensión que aparece entre sus terminales con la actuación y la corriente de descarga, para una onda de maniobra.

U50%: Es el valor de tensión del DSE para el cual se ceba el 50 % de las veces con la misma onda.

Sobretensión máxima por maniobra: U_{mm} , es la esperada al producirse una maniobra.

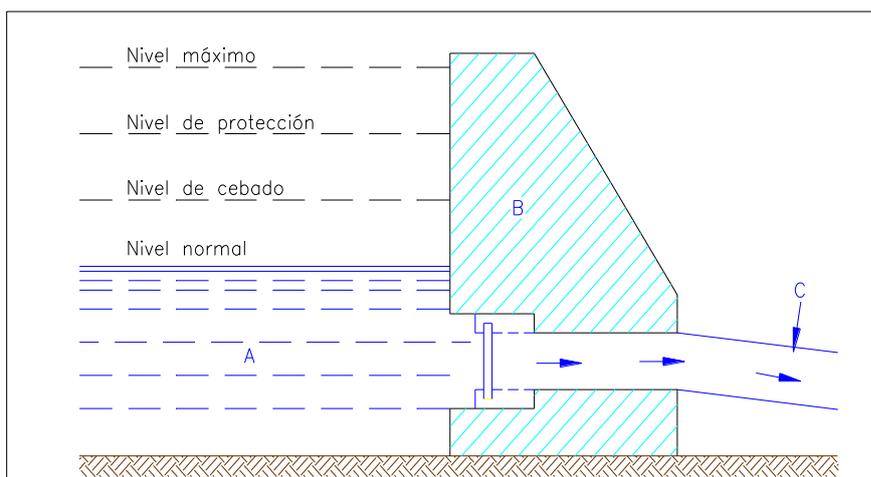
Corriente de descarga: Corriente de cresta drenada a tierra durante la operación del DSE (8/20 μ seg y 10/350 μ seg).

$$I = \left[4 \cdot U_{50\%} - U_p \right] Z$$



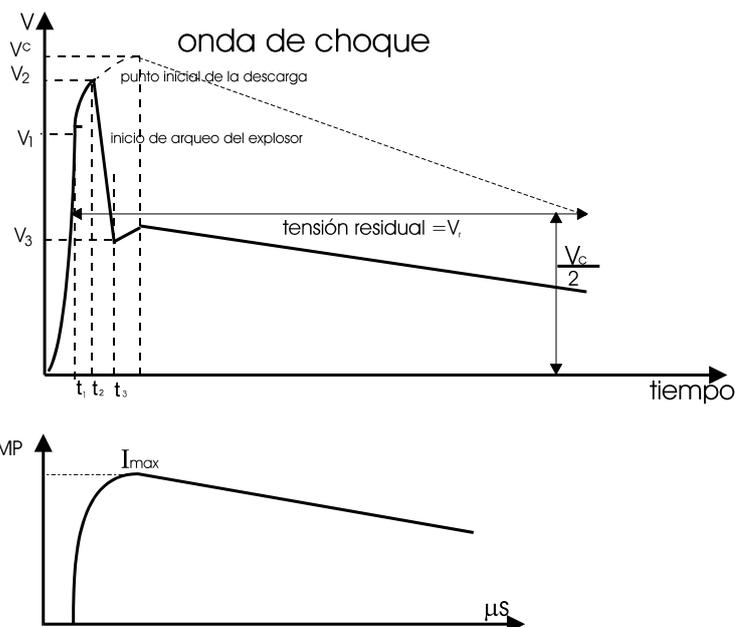
2.5.2. Simil Hidráulico del DSE

En la figura, A (nivel de agua) representa el nivel de tensión al cual va a ser sometido el DSE, B (presa) y C (válvula de drenaje por presión de agua) constituyen específicamente el DSE. En condiciones normales el dique está diseñado para soportar el nivel A, y a medida que las aguas aumentan su nivel y por lo tanto su presión sobre el dique, la válvula de drenaje está en condiciones de entrar en funcionamiento, descargando la presión excesiva



2.5.3. Proceso de drenaje energético del DSE

En la Figura siguiente se observa que hasta que la resistencia comienza su trabajo de descarga, transcurre un cierto tiempo en donde la tensión alcanza un valor máximo mayor a la tensión de cebado, descendiendo luego al valor de la tensión residual o de protección. El área bajo la curva representa la energía que es capaz de manejar el DSE.

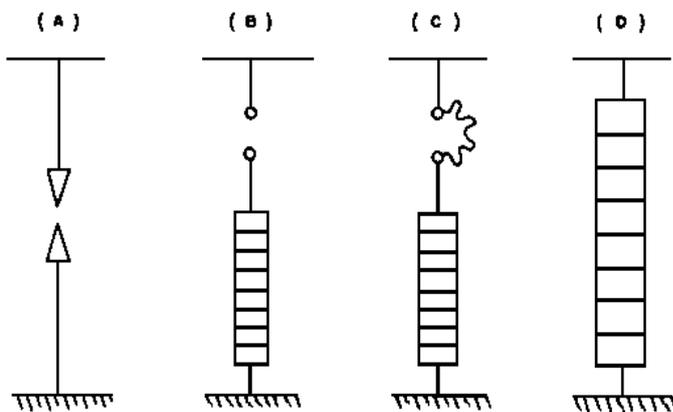


En la siguiente Figura, se observan distintos puntos sobre la onda de sobretensión, destacándose:
 V_c : tensión máxima de la onda de choque
 V_1 : Punto de cebado (comienzo de la ionización).
 V_2 : Punto de arranque del descargador
 V_3 : tensión residual.

2.5.5. Evolución de los dispositivos de protección contra las sobretensiones

Los dispositivos de protección contra las sobretensiones son:

- (A) Explosores con dieléctrico de aire.
- (B) (C) Pararrayos de SiC con explosores.
- (D) Pararrayos de ZnO sin explosore



2.5.6. Explosores con dieléctrico de aire.

Las primeras técnicas de protección utilizaron los denominados Explosores, (A) de la figura, cuyo dieléctrico es el aire siendo sus características principales: construcción simple y de bajo costo, utilizados normalmente en redes de MT. Uno de los inconvenientes es que su característica de protección varía con las condiciones atmosféricas, además tienen problemas con la eliminación de la corriente subsiguiente que es aquella que aparece en el sistema, aguas abajo de la instalación del DSE, una vez extinguido el arco. Otro de los inconvenientes es que durante la operación del explosor, aparece un elevado efecto dV/dt ocasionando sollicitaciones severas en la aislación entre espiras de los arrollamientos de transformadores y reactores.

2.5.7. Pararrayos de SiC con explosores

Constituidos básicamente por un conjunto de resistores no lineales a base de carburo de silicio, SiC, todos en serie y también en serie con un explosor limitador de la corriente. El explosor determina la tensión de cebado y el nivel de protección. El anillo de regulación linealiza la distribución de tensión en la cubierta de porcelana.

2.5.8. Pararrayos de ZnO sin explosores

Constituidos básicamente por un conjunto de resistencias no lineales de ZnO. Estos bloques de resistencias son de un material cerámico denso con un elevado grado de no linealidad en su característica tensión corriente. La ausencia de explosores es precisamente por esa gran alinealidad

2.5.9. Ventajas de los descargadores sin explosores contra los que tienen explosores

- Características de operación bien definidas debido a la ausencia de explosores.
- Simplicidad en la construcción lo que aumenta la confiabilidad.
- Ausencia de corriente subsiguiente.
- Mejor desempeño bajo condiciones de polución.
- Mayor capacidad de absorber energía.
- Posibilidad de absorber energía con varias columnas de pararrayos en paralelo.

3. Medición

Es la operación de un conjunto de aparatos que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión.

Las mediciones que normalmente se hacen en una Estación Transformadora son:

- Intensidad de corriente.
- Tensión de servicio
- Frecuencia
- Potencia activa y reactiva recibida y entregada
- Factor de potencia
- Energía recibida y entregada.

Para realizar estas mediciones se utilizan los siguientes instrumentos de medición que pueden ser: indicadores, registradores, totalizadores.

1. Amperímetros
2. Voltímetros
3. Frecuencímetros
4. Medidores de factor de potencia (cosfímetros)
5. Wattímetros o vatímetros
6. Vatímetros - hora
7. Vármetros.

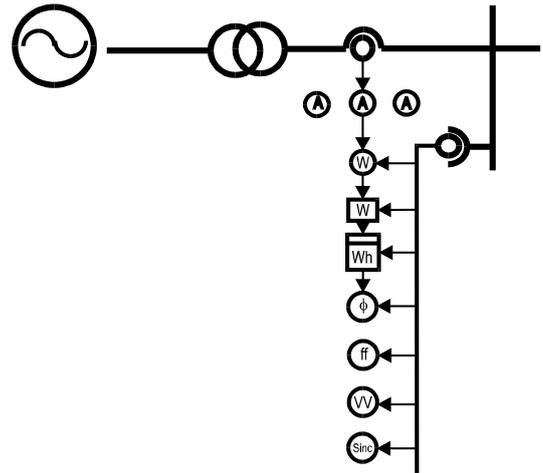
3.1. Sistema de medición

El sistema de medición puede ser:

1. Local
2. Remoto o telemedición
3. Mixto.

3.2. Zona de medición en las subestaciones

1. Banco de transformadores
 - Medición de potencia activa y reactiva.
 - Medición de energía.
2. Líneas
 - Medición de potencia activa y reactiva.
 - Medición de corriente.
 - Medición del factor de potencia.
3. Barra colectora
 - Medición de tensión (una fase)
 - Medición de frecuencia.
4. Alimentadores de distribución
 - Medición de corriente en las tres fases
 - Medición de tensión de salida.
5. Banco de capacitores.
 - Medición de potencia reactiva o de corriente.



3.3. Sistemas auxiliares

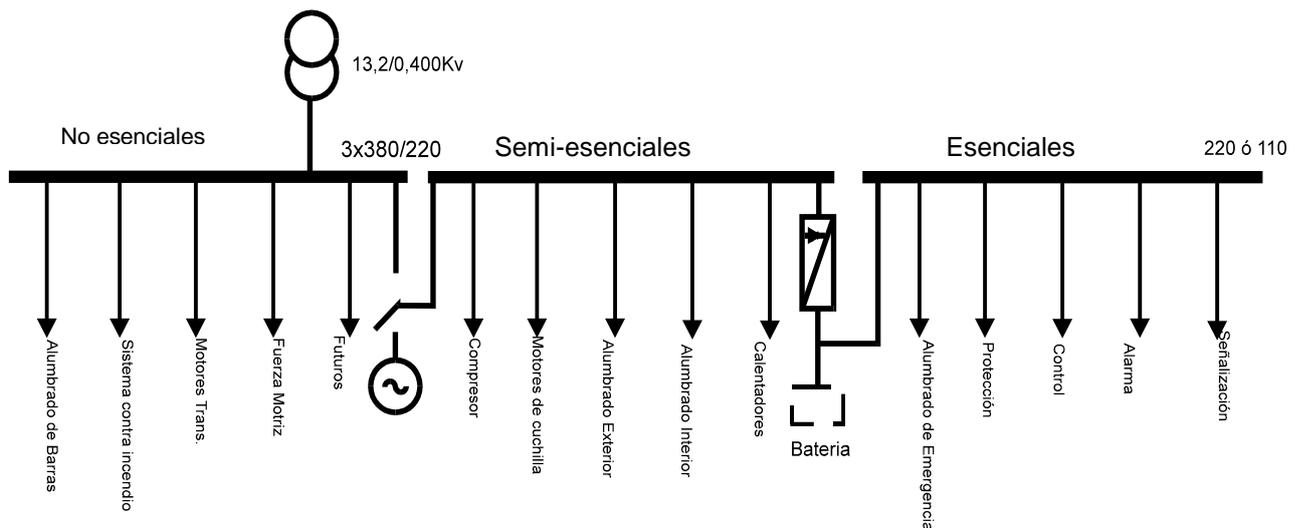
Es el conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de C.A y C.C, que se utiliza para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas, sistemas contra incendio, iluminación, y otros como gas, agua, aire comprimido etc.

Estos son alimentados en:

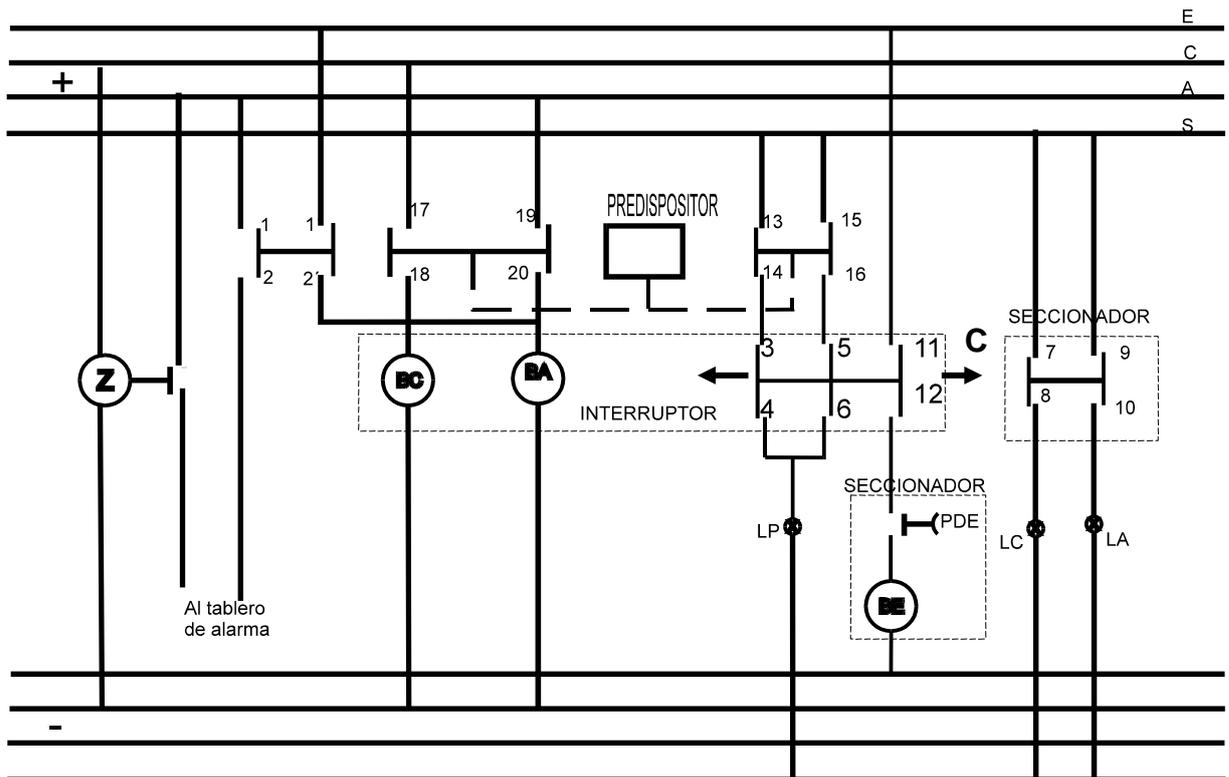
- Corriente continua con tensión 110 ó 220 volt.
- Corriente alterna con tensión 3x380/220 volt
- Corriente continua para comunicación en 24 o 48 V

La necesidad de energía eléctrica de las estaciones transformadoras requiere satisfacer distintas exigencias.

- Alimentación no esenciales (que pueden faltar por tiempo largo sin afectar el servicio)
- Alimentación semi-esenciales (que pueden faltar por poco tiempo)
- Alimentaciones esenciales (que no pueden faltar).

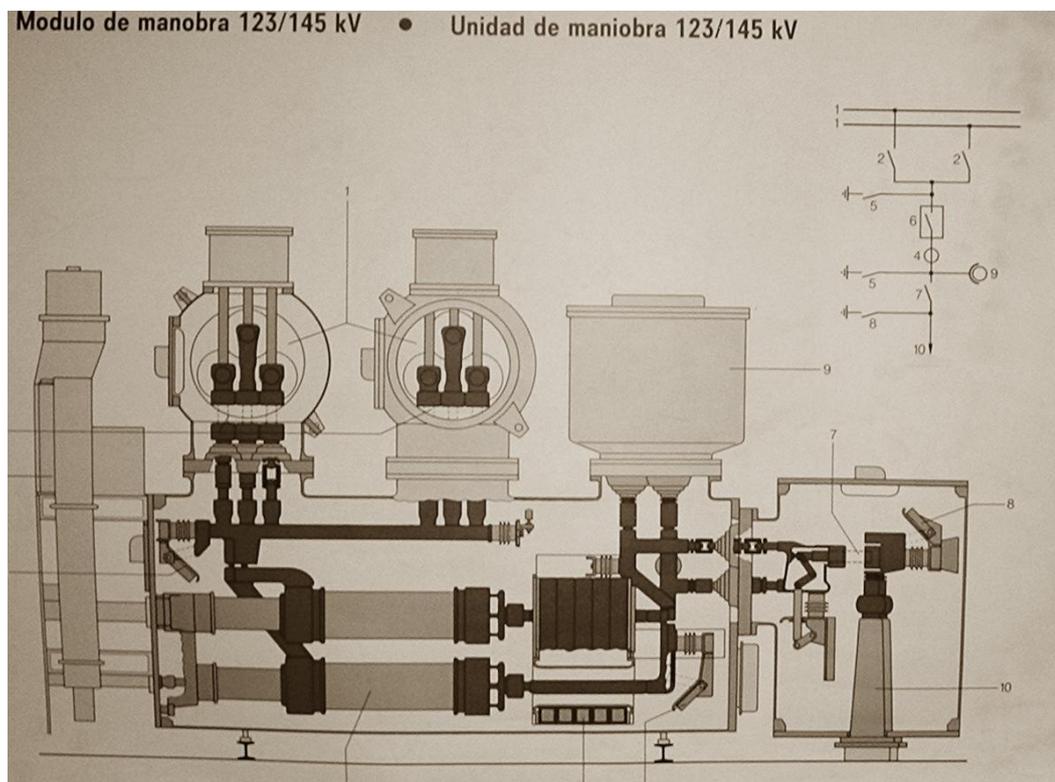


3.4. Circuito de corriente continúa



4. Subestaciones en gas

Son aquellas subestaciones cuya partes vivas se encuentran dentro de envoltentes metálicos y con un gas a presión, formando módulos fácilmente enchufables entre sí. Estos módulos se encuentran dentro de una atmósfera de gas seco y a presión, que en la gran mayoría es hexafluoruro de azufre, que tiene la característica de reducir enormemente las distancias de aislamientos, comparativamente con las del aire, y que permite diseñar subestaciones con dimensiones mucho más reducidas.



4.1. Comparación en dimensiones

S.E. de 145 Kv

12 alimentadores

arreglo de doble barra

instalación tipo interior

volumen requerido

S.E. tipo convencional -26.460 m³

S.E. tipo SF6 - 1150 m³

reducción 23/1

S.E. de 145Kv

12 alimentadores

Arreglo de interruptor y medio

Instalación tipo intemperie

Área requerida

S.E. tipo convencional 2.200 m²

S.E. en SF6 140 m²

reducción 15/1

4.2. Ventajas de las subestaciones en gas

Estas pueden fabricarse en forma monofásica con un envolvente en cada fase, o trifásica con una envolvente rodeando las tres fases. Las primeras son ligeramente más voluminosas y más caras que las segundas..

Las trifásicas se usan para tensiones de hasta 145 Kv, mientras que las monofásicas se usan para todo tipo de tensiones.

Las ventajas de las trifásicas, es que ocupan menor espacio, es más fácil su mantenimiento, porque la envolventes permiten mejor la entrada del personal, tienen 5% menos de partes móviles, y disminuye la posibilidad de fuga de gas.

Otra de las ventajas de las subestaciones en gas:

1. Dado que todas las partes sometidas a tensión están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra, se elimina el peligro de un contacto accidental con las partes bajo tensión, mejorándose la seguridad del personal y la continuidad de servicio.
2. La construcción blindada evita la radiofrecuencia y disminuye el nivel de ruido.
3. En lugares donde la contaminación atmosférica es muy alta, la construcción blindada protege perfectamente las instalaciones.
4. La disminución de las dimensiones de la instalación, facilita su instalación.

Estadísticamente se ha observado que una subestación del tipo convencional de 220 Kv instalada en el centro de la ciudad, es un 10% mayor el costo que la en gas.

4.3. Componentes de una subestación en gas

- a) Barras colectoras
- b) Aisladores
- c) Envolventes
- d) Hermetismo del gas
- e) cuchillas
- f) Cuchilla de puesta a tierra
- g) Interruptores
- h) Transformador de potencia
- i) Transformador de corriente
- j) Boquillas - boquillas aire-gas y gas-aire
- k) Boquillas gas-aceite
- l) Pararrayos
- m) Gabinete de control

Dentro de las subestaciones en gas hay que tener en cuenta los siguientes puntos:

- a) Humedad
- b) Corrientes circulantes y conexión a tierra de las cubiertas
- c) Coordinación de la aislación.

5. Diseño de una estación transformadora

El objetivo del diseño de la subestación es proporcionar máxima confiabilidad, flexibilidad, continuidad de servicio y satisfacer estos objetivos a los costos de inversión más bajos que satisfagan las necesidades del sistema. Estas necesidades comprenden la selección de niveles óptimos de tensión, que dependen de las necesidades de carga y distancias de líneas de transmisión implicados.

a) Capacidad

Como integrante habitual de una central generadora, la ubicación de una E.T. normalmente esta condicionada por lo de la central. Por otra parte, para una E.T. se fija considerando la demanda actual de la zona en KVA, más el incremento en el crecimiento, obtenido por extrapolación, durante los siguientes diez años, previendo el espacio necesario para futuras ampliaciones.

b) Localización

Se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, el centro de carga de la región que se necesita alimentar.

Localizando el terreno, se procede a la obtención de los datos climatológicos y geológicos de la zona.

- a) Temperaturas máximas y mínimas.
- b) Velocidad máxima del viento.
- c) Altura sobre el nivel del mar.
- d) Nivel isoceraúnico.
- e) Nivel sísmico.
- f) Nivel pluviométrico.
- g) Grado de contaminación.
- h) Tipo de terreno.
- i) Nivel de la napa freática.

c) Dimensiones del predio

El terreno deberá ser seleccionado con las dimensiones adecuadas para alojar las instalaciones actuales y las ampliaciones futuras según el plan de desarrollo previsto para la red, de la cual forma parte la E.T. Debe tenerse en cuenta que la vida útil de la E.T es de 30 a 50 años.

5.1. Parámetros para el diseño

5.1.1. Datos del sistema de transporte

Los datos característicos de una E.T. están condicionados por la red a la que se vincula. En consecuencia es necesario partir de los datos propios del sistema de transporte en alta tensión, que en los niveles de 500 kv, 220 kv y 132kv son respectivamente:

- Tensión Nominal
- Rango de tensión en operación en estado normal
- Máxima tensión de servicio.
- Frecuencia nominal.
- Rango de frecuencia en operación normal.
- Valores transitorios de la frecuencia tolerable.

Es necesario conocer también la configuración de la red, los datos característicos del equipamiento de generación, transformación, compensación y líneas y las previsiones de expansión del sistema.

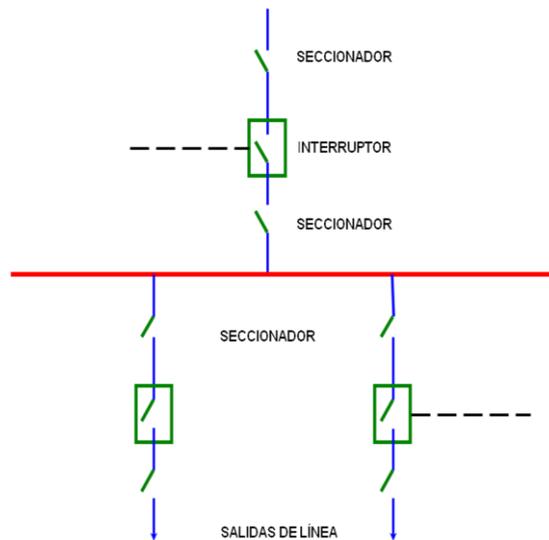
5.2. Diagrama unifilar

5.2.1. Tipos de diagrama y su evaluación

Los criterios que se utilizan para seleccionar el diagrama unifilar más adecuado y económicos son los siguientes:

1. Continuidad en el servicio.
 2. Versatilidad de operación.
 3. Facilidad de mantenimiento de los equipos.
 4. Cantidad y costo de los equipos.
 5. Importancia de la instalación.
 6. Costo de inversión.
 7. Característica y ubicación del terreno.
 8. Grado de seguridad del personal.
 9. Tipo de operación.
- Asistida
 - No asistida.

5.2.1.1. Diagrama con un solo juego de barras



Está conformado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación.

Utilización:

Áreas donde los cortes de servicio afectan a cargas poco importantes

Ventajas:

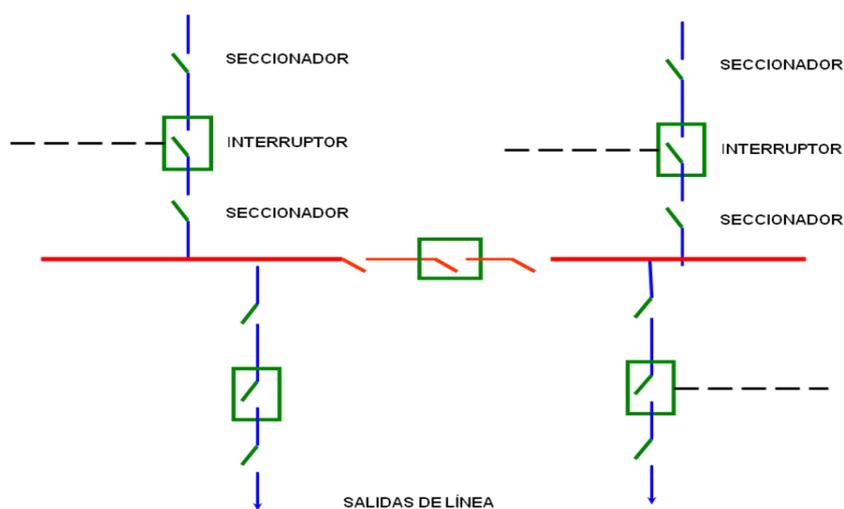
- Fácil operación e instalación simple.
- Costo reducido
- Requiere poco espacio físico para su construcción.
- Mínima complicación en la conexión de los equipos y el esquema de protecciones.

Desventajas:

- No existe flexibilidad en las operaciones (El mantenimiento de un disyuntor exige la salida completa del tramo involucrado).
- Falla en barra interrumpe el servicio totalmente

Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad.

5.2.1.2 Esquema de barra seccionada



Está constituido por dos (2) barras principales, con posibilidad de acoplamiento entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados.

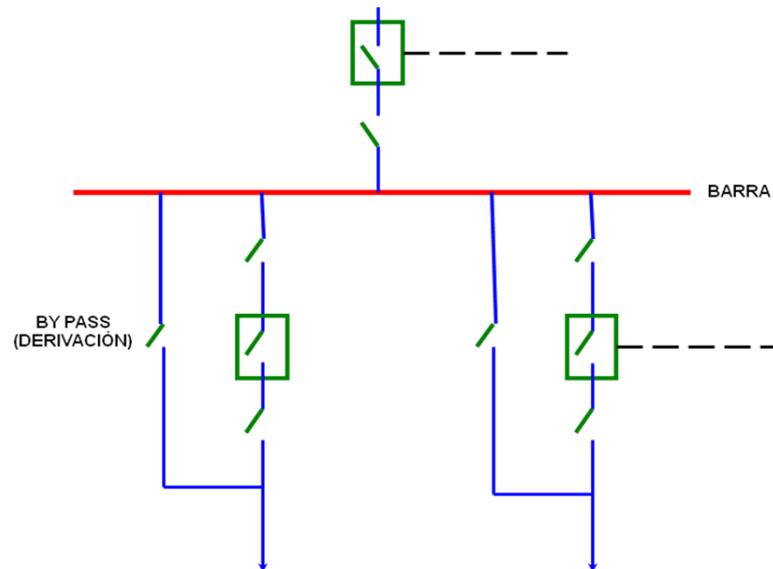
Ventajas:

Mayor continuidad del servicio

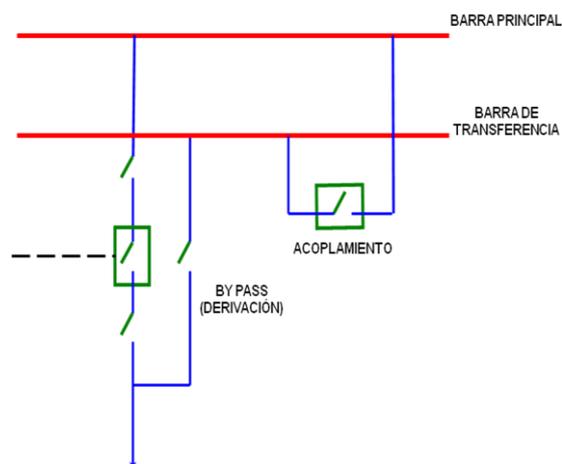
Fácil mantenimiento de los tramos conectados a la barra

Requiere poco espacio físico para su construcción.
 Para fallas en barra, queda fuera de servicio el tramo de la sección de barra afectada.
 Puede operar a tensiones diferentes.
 Desventajas:
 Falla en barra puede originar racionamiento.
 El mantenimiento de un disyuntor deja fuera de servicio el tramo al cual está asociado.

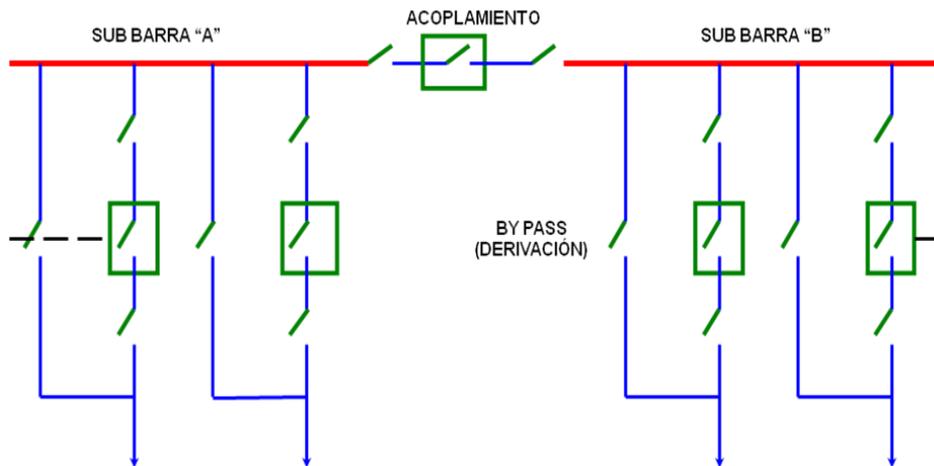
Barra simple con interruptor y seccionador en derivación



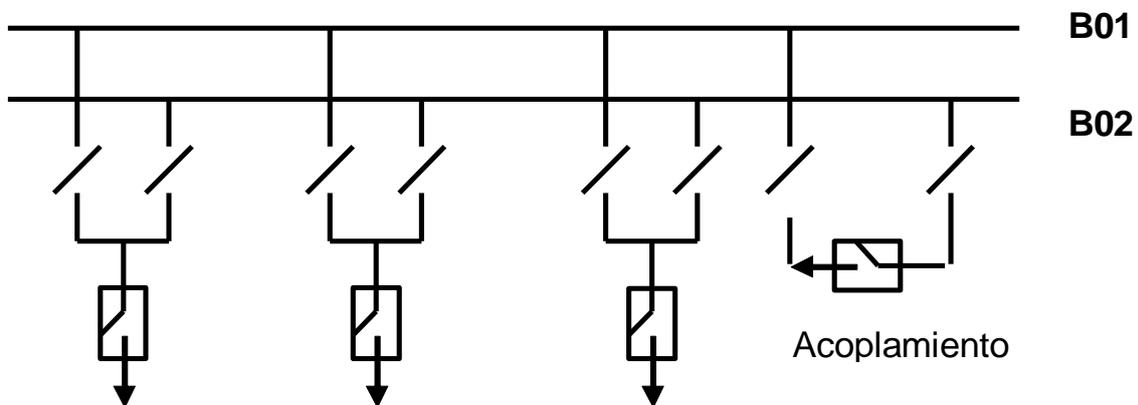
Barra simple con interruptor simple de transferencia e interruptor de acoplamiento



Barra simple con interruptor simple, e interruptor de acoplamiento



5.2.1.3. Esquema de barra con un juego de barras principales y uno de barra auxiliar



Está constituido por dos (2) barras, una principal y una auxiliar, las cuales se acoplan entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados.

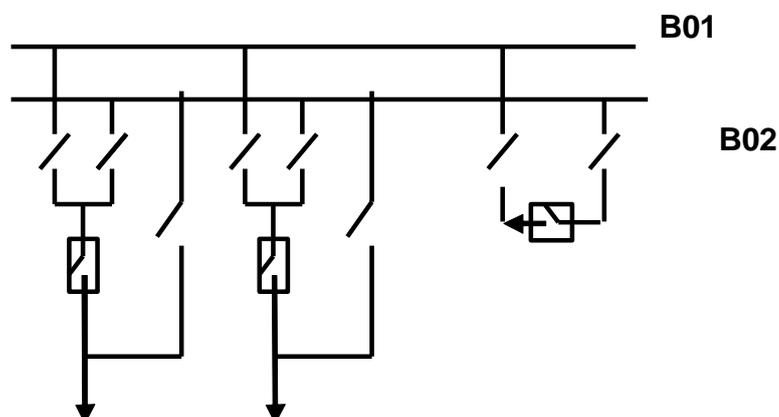
Ventajas:

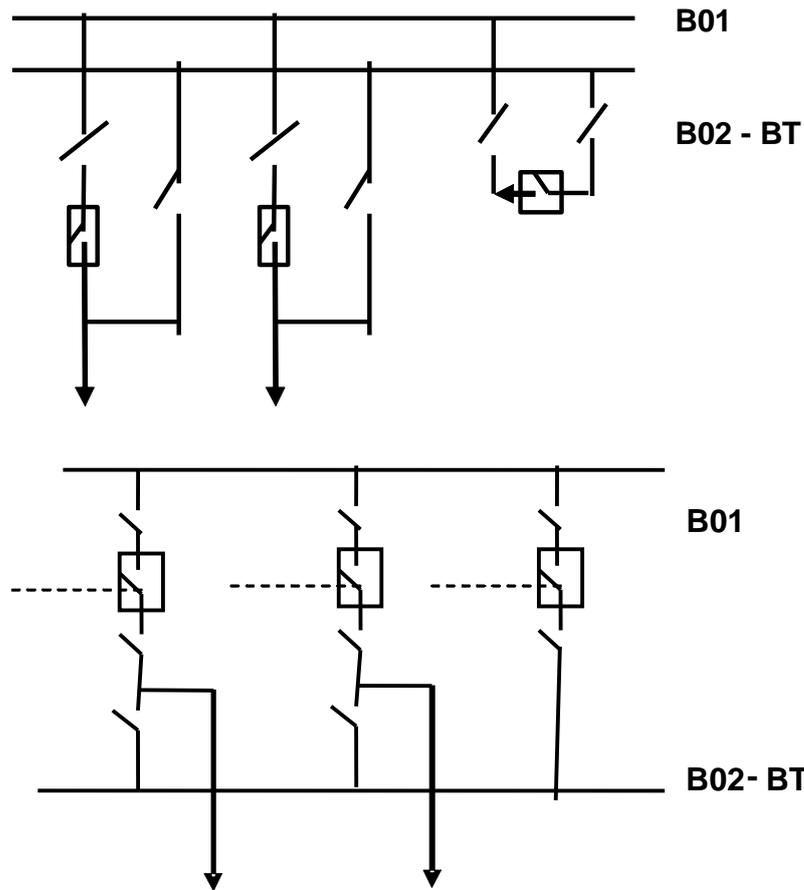
- En condiciones normales de operación, todas las líneas y banco de transformadores se conectan a la barra principal. Con este diagrama se obtiene buena continuidad de servicio.
- Las labores de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrupción del servicio.
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de barra, afectando únicamente el tramo asociado.

Desventajas:

- Requiere de gran espacio físico para su construcción.
- Tiene una gran cantidad de equipos, así como un mayor costo.

5.2.1.4. Esquema de barra principal y transferencia





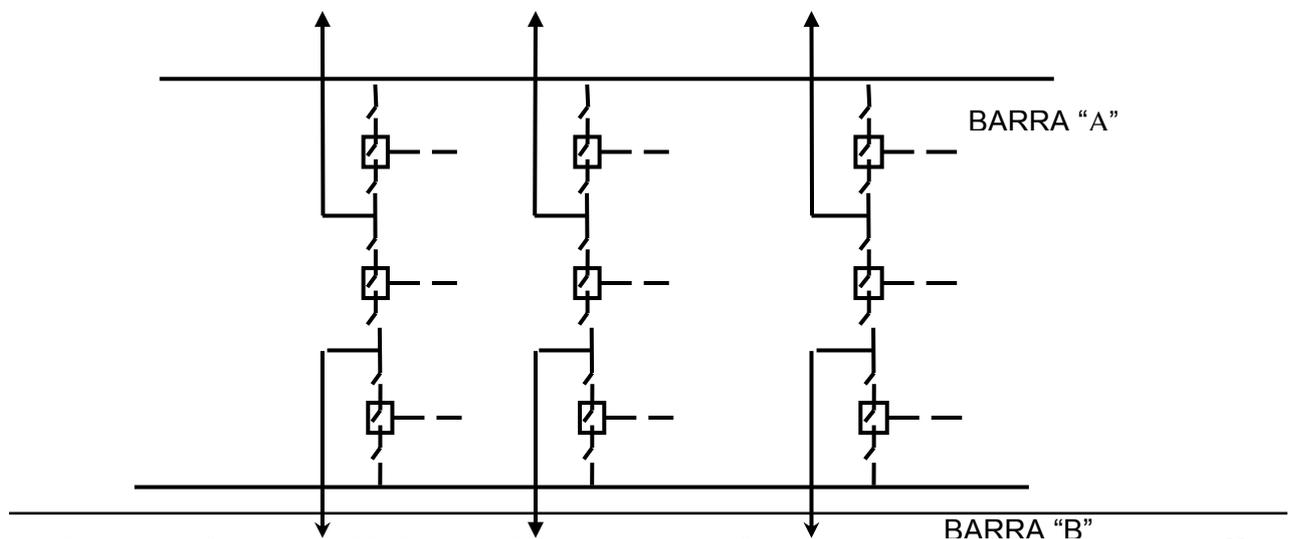
Está constituido por una barra principal y una de transferencia, que permita la transferencia de tramos. Ventajas:

- Permite la transferencia de carga de un tramo, durante el mantenimiento del disyuntor correspondiente
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de línea y transferencia, afectando únicamente el tramo asociado.
- Requiere de poco espacio físico para su construcción.

Desventajas:

- Para la realización del mantenimiento de la barra y los seccionadores asociados, es necesario desenergizar totalmente la barra.

5.2.1.5. Esquema de barra doble con disyuntor y medio de salida.



Constituido por dos (2) barras principales interconectadas a través de dos (2) tramos de disyuntor y medio (1-1/2) a los cuales las salidas están conectadas.

Ventajas:

No necesita tramo de enlace de barra

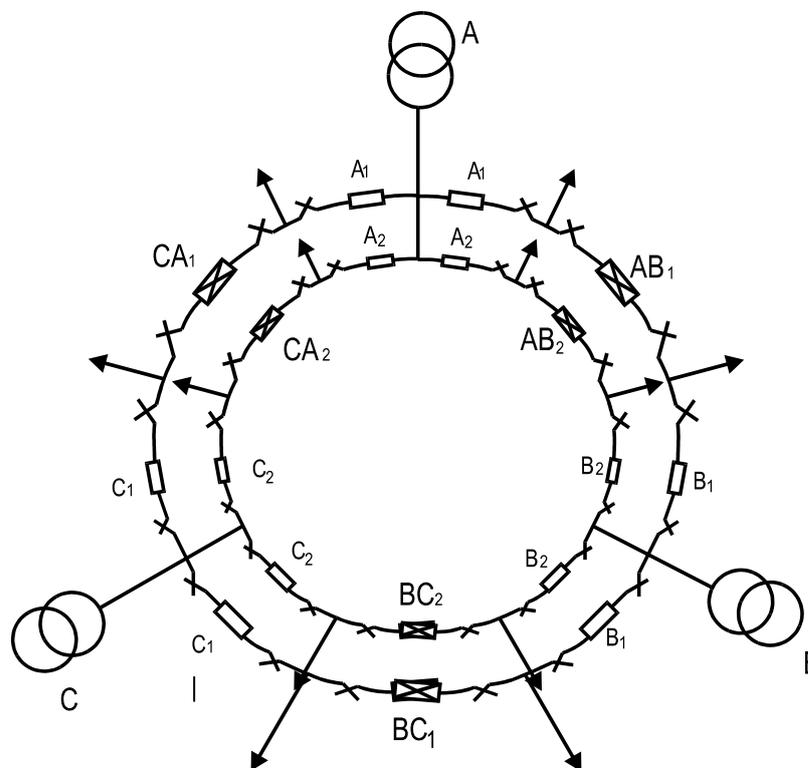
El mantenimiento de un disyuntor se puede realizar sin sacar de servicio el tramo correspondiente.

⇒ **Desventajas:**

Para la realización del mantenimiento de los seccionadores conectados directamente al tramo, es necesario dejar fuera de servicio el tramo correspondiente.

Requiere gran espacio físico para su construcción.

5.2.1.6. Diagrama con arreglo de doble anillo con tres transformadores



5.3. Redundancia

Las instalaciones deberán estar diseñadas de forma tal que, en situaciones de falla de un elemento en una acometida, no se interrumpa la capacidad de transporte o de transformación de las instalaciones y no se reduzca la confiabilidad de las otras acometidas.

El circuito eléctrico deberá ser redundante en lo que respecta a la cantidad de caminos de conexión a través de interruptores o seccionadores que pueden ser utilizados sin desconexión de las barras.

Por lo tanto, el esquema eléctrico deberá tener un doble juego de barras y, como mínimo, un seccionador de bay-pass. Los esquemas utilizados en la red nacional son:

TENSIONES	ESQUEMAS
500 Y 220 kv	DOBLE BARRA, DOBLE INTERRUPTOR DOBLE BARRA, INTERRUPTOR Y MEDIO
132 kv PRINCIPAL	DOBLE BARRA CON TRANSFERENCIA

	TRIPLE BARRA
132 kv	DOBLE BARRA

Ver anexo I ET Almafuerte y ET Gran Mendoza)

5.4. Estudios eléctricos

La decisión de vincular una nueva ampliación al sistema, se trate de nueva generación, nueva demanda a abastecer o refuerzo de transmisión, normalmente viene precedida por los estudios eléctricos en estados permanente y ante transitorios que la reglamentación vigente estipula.

En consecuencia, una parte de los valores eléctricos característicos se encuentran ya definidos al iniciar el diseño, solo es necesario completar dichos estudios en lo que respecta a:

- Flujo de carga: Permite determinar los valores nominales de los equipos, además permite definir estados de operación
- Transitorios.
- Cortocircuitos. Permite establecer los esfuerzos eléctricos y mecánicos, que soportan los equipos
- Coordinación de la aislación.

Mediante dichos estudios será posible definir:

- La características de los interruptores
- Tensión de restablecimiento.
- Las características de los descargadores
- La característica de los transformadores de corriente.
- La característica de los reactores.
- Las características de las protecciones.
- Las características de los bancos de capacitores.

5.5. Criterios para la determinación de esquemas

Ya se han presentado distintos esquemas eléctricos de la estación, y se han observado algunas de sus características.

Cuál es el criterio que guía la adopción de determinados esquemas en las estaciones eléctricas de un sistema?

Para analizar la conveniencia de optar por un esquema, es necesario compararlo con otros y calificarlo.

Una calificación es el costo, que interesa para determinar la inversión, otra está fijada por criterios de operación, mantenimiento, confiabilidad, etc. En general se imponen exigencias técnicas.

6. Coordinación del nivel de aislación

6.1. Sobretensiones

En la operación de un sistema de potencia pueden surgir elevaciones de tensión por encima del valor máximo de servicio, estos aumentos de tensión se denominan Sobretensiones y su relación con la tensión máxima de operación o de diseño recibe el nombre de sobretensión.

$$K = \frac{U_s}{\frac{U_m}{\sqrt{3}}} = \frac{\sqrt{3}U_s}{U_m}$$

K = Factor de sobretensión.

Us = sobretensión de fase a tierra.

Um = tensión máxima de operación o de diseño.

Usualmente la sobretensiones se dan en por unidad (2,5 p.u. 5 p.u) de un valor base o de referencia, para tensiones de fase se toma $U_{refase} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_{m\acute{a}x} = 0,8165 U_{m\acute{a}x}$ y para tensiones de línea se toma $U_{refl\acute{i}nea} = \sqrt{2} U_{m\acute{a}x}$

La aislación de los componentes eléctricos en las subestaciones queda sometida permanentemente a esfuerzos producidos por la tensión de operación en condiciones normales y esporádicamente, a solicitaciones anormales elevadas originadas por sobretensiones.

El material expuesto debe estar en condiciones de resistir cualquiera de esas solicitaciones en el transcurso de vida útil, sin que su aislación sufra ningún debilitamiento, deterioro o daño, y para ello debe tener un adecuado nivel de aislamiento. Cuanto mayor es la sobretensión, más elevado deberá ser el aislamiento de la instalación y mayores serán los costos, por cuyo motivo es fundamental importancia limitar estas sobretensiones y coordinar el nivel de aislamiento de manera que se satisfagan los requisitos técnicos con la mayor economía posible.

6.2. Tipos de Sobretensiones

Las Sobretensiones pueden ser de origen externo o de origen interno.

Las Sobretensiones de origen externo son producida por la descarga del rayo sobre el conductor o por arcos de retorno entre conductor y estructura de sostén o hilo de guardia, cuando cualquiera de estos dos últimos han sido alcanzado por un rayo estas son determinantes para fijar el nivel de aislamiento en redes de media y alta tensión <230Kv.

Las Sobretensiones de origen interno son producidas al variar las condiciones de servicio y son causadas por cambios electromagnéticos bruscos dentro del sistema, por ejemplo:

- Fallas monofásicas.
- Operaciones de los interruptores.
- Sobre velocidad de los generadores.

Estas Sobretensiones son muy importante en los sistema de muy alta tensión > 230KV

6.2.1. Protección contra las sobretensiones de origen atmosférico

Para determinar la protección más adecuada es necesario tener un conocimiento de la severidad o frecuencia de los rayos, y esto se tiene a través del nivel isocerámico, que da el número de días en el año que se escuchan tormentas.

a) Hilo de guardia

Se utilizan hilos de guardia de la misma sección que se usan en las lías de transmisión cuando el nivel isocerámico es medianamente alto.

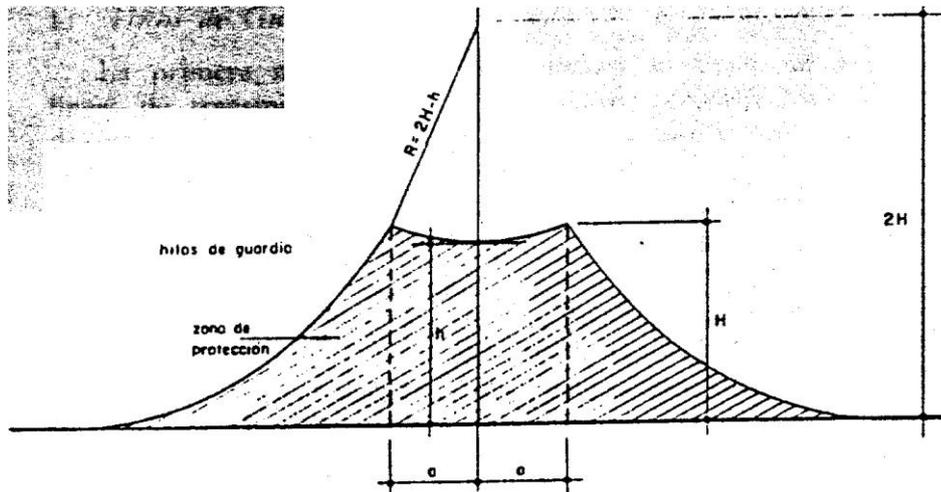
Los hilos de guardia en las subestaciones deben instalarse a una altura adecuada para proteger eficazmente los conductores y equipos bajo tensión. El ángulo efectivo de protección es de 45° para un hilo de guardia y de 60° cuando se utilizan más de un cable de tierra.

Un sistema usado para la determinación de la altura mínima de los hilos a tierra, se basa en el método ideado por Langrehr que supone que cuando el rayo se descarga hacia tierra y se encuentra a una altura el doble de la del hilo de guardia, la descarga se efectuará sobre éstos o el suelo, por ser los puntos más cercanos al rayo..

La zona de protección queda entonces, determinada de la siguiente manera.

Sea:

- **h** la altura de los conductores o del equipo a protegerse.
- **2a** el ancho de la celda.
- **H** altura mínima de los hilos de guardia o de los mástiles o asta de protección.



De la figura se obtiene:

$$R^2 = H^2 + a^2$$

$$R = 2H - h$$

Reemplazando queda:

$$(2H - h)^2 = H^2 + a^2 \text{ luego } 4H^2 + h^2 - 4Hh = H^2 + a^2$$

$$3H^2 + (h^2 - a^2) - 4Hh = 0$$

ecuación de segundo grado, cuya solución es:

$$H = \frac{4h + \sqrt{16h^2 - 12(h^2 - a^2)}}{6}$$

El valor de H representa la altura mínima de los hilos de guardia para obtener la zona de protección adecuada. Es práctica normal establecer como condición de separación vertical de los hilos de guardia a conductores o equipos portadores de corriente un valor igual al doble de la distancia mínima de partes bajo tensión respecto a masa.

De acuerdo a esa regla, las distancias mínimas que deben contemplarse se indican en el siguiente cuadro:

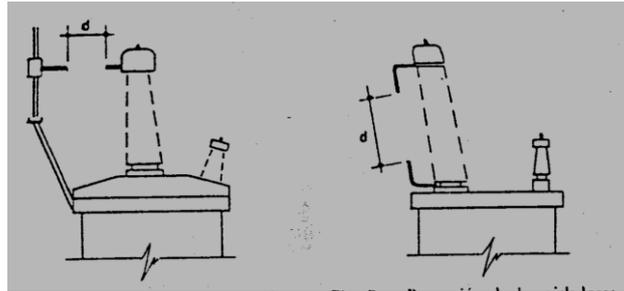
Tensiones de Servicio Kv.	Separación En metros
33	0,75
66	1,45
115	2,30
138	2,75
220	4,50
380	7,00
500	9,00
700	13,00

Tablal

Separación recomendada entre hilo de guardia y elementos portadores de corriente.

b) Explosores o cuernos de arcos.

Son sencillos y baratos, está constituido por dos varillas o electrodos metálicos, uno bajo tensión y el otro conectado a tierra, manteniendo en el aire una distancia de separación adecuada para evitar los reencendidos. La distancia disruptiva se calibra para una tensión de descarga variable entre 70% y el 80% del nivel de aislamiento del aparato a proteger.



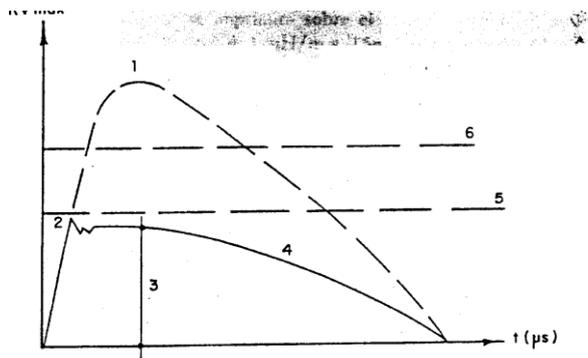
Explosivos de protección

c) Protección mediante pararrayos.

Es la protección más completa y segura para limitar las sobretensiones de origen atmosférico a valores no peligrosos para la aislación de los equipos.

El pararrayo fija el nivel de protección que se define como la tensión máxima que aparece entre sus bornes de línea a tierra en las condiciones de ensayo con ondas de impulso especificadas y representativas de las condiciones reales de servicio.

La limitación de las ondas de choque al descargarse a tierra a través de los pararrayos queda representado por la siguiente figura:



- 1) Curva de la onda de choque que penetra en la subestación.
- 2) Tensión de cebado del pararrayos.
- 3) Tensión residual.
- 4) Curva de onda de sobretensión en la subestación con pararrayos.
- 5) Nivel de protección del material.
- 6) Nivel resistente del aislamiento del material

Para que los pararrayos realicen una protección eficaz, su instalación deberá cumplir con las siguientes estipulaciones.

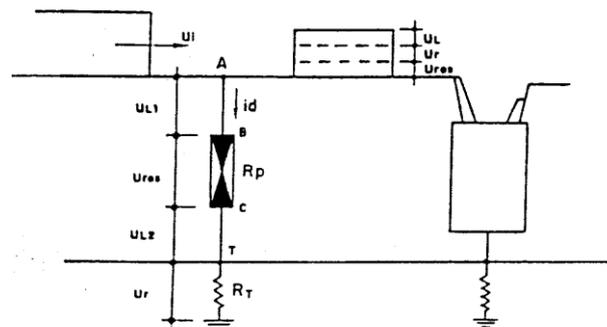
1. Que la conexión entre el punto de unión del pararrayos y la tierra sean suficientemente corta y de baja resistencia, de tierra.
2. Que la distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger sea mantenida dentro de valores adecuados.

El primer requisito tiene importancia en las instalaciones de media tensión debido a que la caída de tensión originada por efecto ohmico e inductivo en las conexiones puede alcanzar valores importantes en relación a la tensión residual.

La tensión total en el punto de unión del, pararrayos está compuesta de:

Caída de tensión inductiva en el tramo de unión de la línea a pararrayos y desde éste a tierra (U_L).

- Caída de tensión ohmica en la resistencia de puesta a tierra (U_r)
- Caída de tensión ohmica en el pararrayos (U_{res}) (tensión residual)



Luego el valor total será:

$$U_p = U_r + U_l + U_{res}$$

La corriente de descarga se produce a través de la resistencia de tierra, la caída de tensión

$$U_r = R_t \cdot i_a$$

Las caídas inductivas de tensión U_{l1} y U_{l2} dependerán de la pendiente de la onda de corriente, de manera que la tensión aplicada al equipo a proteger será:

$$U_p = i_a (R_t + R_p) + L \frac{di}{dt}$$

➤ **Instalación de los Descargadores:**

La determinación del margen mínimo de protección (MP%), de los equipos a proteger (el transformadores), este se calcula con la tensión más alta que se presenta en la operación del descargador y no debe ser menor al 20%.

- Margen de protección contra rayos

$$MP\% = \frac{NBI - V_m}{V_m} 100$$

V_m = tensión máxima en el pararrayos, se toma de tabla el mayor valor de las tres magnitudes siguientes.

1. Tensión máxima de descarga debida al impulso por rayo
2. Tensión residual para corriente de descarga nominal.
3. Tensión de descarga con impulso de frente lineal dividida en 1,15.

➤ **Distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger.**

Los pararrayos producen la máxima protección en el punto donde se encuentran localizados, y su nivel de protección disminuye en ambos sentidos a partir del punto máximo, disminuyendo la protección del equipo, a medida que este se va alejando del pararrayos.

Entre los factores principales que afectan la separación entre el pararrayos y el equipo por proteger, se consideran los siguientes.

1. Magnitud y pendiente del frente de la onda de tensión incidente.
2. Características de protección del pararrayos.
3. Magnitud y forma de onda de tensión que puede resistir el transformador.
4. Impedancia característica de línea y barras.

La tensión originada por una onda que aparece en un punto, a una distancia determinada del pararrayos, está dada por:

$$V_p = V_0 + 2 \left(\frac{dv}{dt} \right) \frac{D}{300}$$

$$D = \frac{300 \cdot (V_p - V_0)}{2 \cdot \frac{dv}{dt}}$$

V_p = Tensión que aparece en el punto p a una distancia D entre el punto y el pararrayos, originada por una sobretensión transitoria.

V_0 = Tensión de máxima descarga del pararrayos a las onda de impulso de 1,2 / 50 μ seg, en KV.

$\frac{dv}{dt}$ = Pendiente del frente de onda incidente en $\frac{KV}{\mu s}$ (1000 a 1200KV/ μ s)

D = Distancia en metro entre el pararrayos y el punto a proteger.

300 = Velocidad de propagación de la onda en m/ μ s.

(Ver Ejemplo en el práctico)

6.3. Nivel de aislamiento

En una subestación, una vez determinada la tensión nominal de operación, se fija el nivel de aislamiento, que en forma directa, fija la resistencia de aislamiento que debe tener el equipo eléctrico, para soportar sobretensiones.

Estas pueden tener procedencias diferentes:

Externo (rayo), son de importancia en instalaciones eléctricas con tensiones nominales <230Kv.

Interno: Son producidas al variar las condiciones de servicio, (maniobras), son de mayor importancia en instalaciones eléctricas con tensiones nominales >230Kv

El nivel de aislamiento de una subestación se fija en función de la tensión nominal de operación, de las normas correspondientes, y de los niveles de sobretensión existente en el sistema.

6.3.1. Clasificación de los aislamientos

Una clasificación de los aislamientos puede ser en dos grandes grupos: de acuerdo a su tipo y según su utilización.

En cuanto a su tipo tenemos:

Espaciamientos en aire, Aislamiento sólidos, Aislamientos inmersos en líquidos aislantes y Aislamientos en gas.

En cuanto a su utilización:

Externas, aislación de las partes externas de un aparato, constituida por distancias en aire o superficies aislantes en contacto con el aire, y sometidas, al mismo tiempo, a la sollicitación dieléctrica y a la influencia de condiciones o agentes exteriores, tales como : humedad, polvo, impurezas, animales, depósitos de sales, etc.(textual IRAM 2211)

Internas, aislación de las partes internas de un aparato que no está sometida a la influencia de las condiciones atmosféricas o agentes exteriores, tales como humedad, polvo, impurezas, animales, etc. Ejemplo: aislación en baño de aceite. (textual IRAM 2211).

Es necesario diferenciar el efecto de las sobretensiones sobre los materiales aislantes que dependerá de las características de soportar las sobretensiones y de recuperarse de las mismas. Para ello se definen las aislaciones auto recuperables y las no auto recuperables.

IRAM 2211 .

Autorregenerativa: aislación que recupera integralmente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva en el curso de un ensayo dieléctrico. Una aislación de este tipo es, generalmente pero no necesariamente una aislación externa.

No Autorregenerativa: aislación que pierde sus propiedades aislantes, o no las recupera integralmente, después de una descarga disruptiva en el curso de un ensayo dieléctrico. Una aislación de este tipo es, generalmente pero no necesariamente una aislación interna.

6.4. Ordenamiento del aislamiento

Para la coordinación del aislamiento, existen dos métodos bien diferenciados:

Método estadístico: Se selecciona un determinado riesgo de falla según la naturaleza estadística de las sobretensiones y de la soportabilidad del dieléctrico. Es utilizado normalmente en aislamientos autorregenerables en tensiones superiores a los 300 KV.

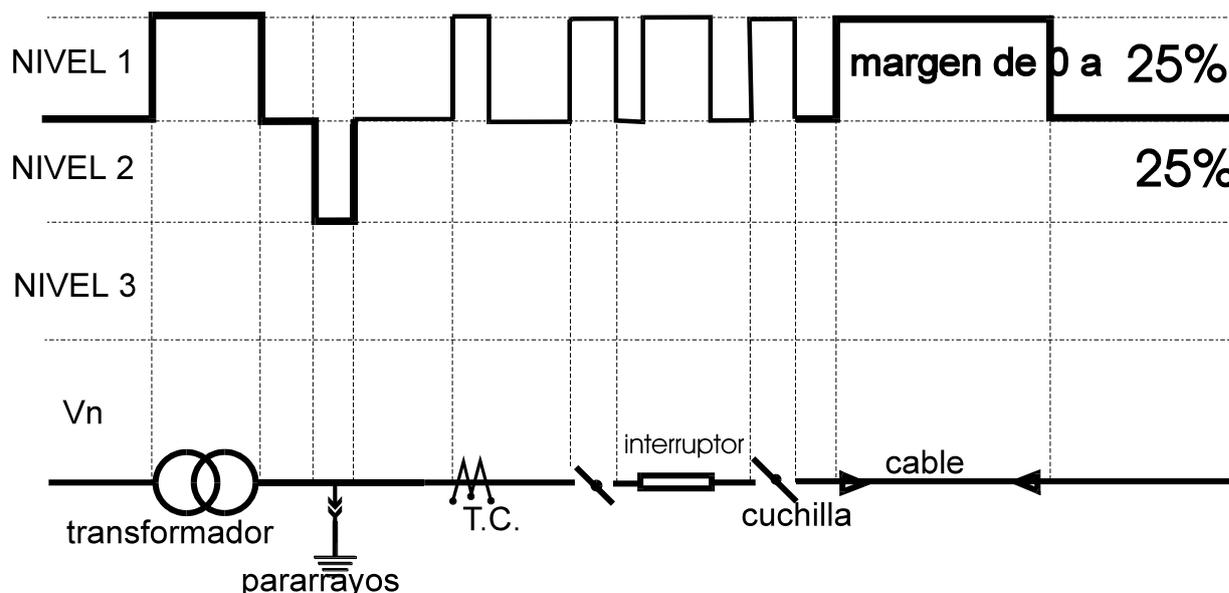
En este método hay que cuantificar el número medio esperado de fallas al año, los eventos que dan origen a las sobretensiones, la frecuencia anual de ocurrencia de eventos, la distribución estadística de las amplitudes de las sobretensiones y la distribución de la soportabilidad del aislamiento (distribución Gaussiana).

Método determinístico: Solo considera las mayores sobretensiones esperadas con un margen de seguridad de alrededor del 15 al 40 por ciento. Normalmente es aplicable cuando se cuenta

con información estadística obtenida de ensayos sobre tasas de falla de equipamiento. Este método está basado en el dimensionamiento de las aislaciones que presenten niveles de soportabilidad mínimos superiores a las máximas sobretensiones posibles que se puedan presentar y con un margen de seguridad. Es el único método para aislamientos auto regenerables ya que es imposible determinar el comportamiento estadístico de estos aislamientos a las sobretensiones.

Coordinación del nivel de aislación

En un sistema eléctrico es muy importante coordinar los aislamientos entre todo los equipo de la instalación. Para ello se pueden considerar tres niveles de aislamientos.



Nivel 3: Nivel bajo o de protección. Se los utiliza en los pararrayos

- Nivel 2: Nivel medio o de seguridad. Se utiliza en todo los aisladores de aparatos, barras y pasamuros que están en contacto con el aire.
- Nivel 1: Nivel alto. Se utiliza en los aislamientos internos (Transformadores, cables, interruptores).

6.5. Selección del nivel de aislación en la subestaciones

En las instalaciones hasta 100Kv o 123 Kv se fija corrientemente un nivel de plena aislación para toda la subestación incluyendo los transformadores de potencia. Desde esa tensión hasta 170 o 245 Kv se establece normalmente un nivel común de aislación para todos los componentes de las subestación y un nivel de aislación más reducido para el transformador de potencia.

La única excepción la constituyen los aisladores que normalmente se estiman para mayores longitudes del camino de fuga, en parte por razones de lluvia y suciedad y en parte porque se agregan algunos elementos por razones de roturas y por mayor dificultad para el cambio de aisladores.

Los valores de aislación a la onda de impulso y a la frecuencia industrial están indicados en la tablall.

6.6.1 Nivel básico de impulso

El nivel de aislamiento, conocido también como **NIVEL BASICO DE IMPULSO NBI o BIL**, de un elemento para una tensión nominal dada, queda fijado por dos valores:

1. Por la tensión de ensayo a la onda de impulso.

2. Por la tensión de prueba durante un (1) minuto, a la frecuencia industrial.

El material debe ser capaz de soportar esas tensiones de ensayo sin que se produzca perforaciones, contorneo o deterioro, en el transcurso de los ensayos efectuados en condiciones especificadas. La tensión de ensayo a la onda de impulso corresponde al valor prescrito de una onda completa, de forma normalizada, de polaridad positiva o negativa (en seco, bajo condiciones normales de temperatura y presión y humedad ambiente especificada).

Nivel básico de impulso $U_{(90\%)}$ Es la tensión de descarga obtenida en forma experimental con una probabilidad de descarga del 10% y un 90% de ser soportada.

La elección del nivel de aislamiento adecuado determina las características de aislamiento de los aparatos, las distancias entre las partes conductoras de diferentes fases, entre fase y tierra, y en el costo de la subestación.

La onda de impulso refleja fielmente el efecto de la descarga del rayo sobre el material y su forma ha sido normalizada para establecer niveles de aislación sobre una base común.

La onda plena de impulso queda caracterizada por los siguientes valores:

- Magnitud de la amplitud máxima.
- Tiempo o duración del frente de onda
- Tiempo de duración de la cola de la onda hasta que la amplitud decrece al 50% de su valor máximo.

El CEI ha recomendado la aplicación de una onda normalizada de 1,2/50 μ s. El primer termino (1,2 μ s) corresponde al tiempo de duración del frente de onda hasta alcanzar la amplitud máxima y el segundo, 50 μ s indica el tiempo que tarda la onda unidireccional para que su amplitud se reduzca al 50% de su valor máximo.

El ensayo de rigidez dieléctrica a frecuencia industrial (50Hz) con duración de un (1) minuto que el material puede soportar sin que se produzca perforación, arco de contorneo o deterioro, se realizaran en seco para el material del tipo interior y bajo lluvia para el material expuesto.

6.5.2. Niveles de aislamiento recomendados por CEI

La CEI ha recomendado una serie de valores de niveles de aislamiento para que sean adoptados en el proyecto de las instalaciones en alta tensiones, en base a la experiencia.

Las recomendaciones de la CEI corresponden a dos rangos de tensiones de servicio (U_m).

A. Tensiones de servicio $U_m < 100KV$

Tensiones máximas de la red (U_m) KVef.	Tensiones limites a la onda plena de impulso, polaridad positiva y negativa	Tensiones limites a la frecuencia industrial en condiciones prescriptas	
		Lista 1	Lista 2
3.6	45	16	21
7.2	60	22	27
12	75	28	35
17.5	95	38	45
24	125	50	55
36	170	70	75
52	250	95	105
72.5	325	140	140

Los valores de las tensiones de ensayos a la frecuencia industrial son aplicables a los equipos del tipo interior y exterior.

La lista 1 se aplica a los equipos en los cuales la aislación interna es de mayor importancia, en tanto que la lista 2 se refiere a los equipos en los cuales la aislación externa es predominante

B. Rango de tensiones desde Um > o =100KV

Tabla II

Tensión máxima para el equipo	Tensión limite a la onda de impulso nivel de aislamiento al impulso		Tensión limite a la frecuencia industrial - nivel de aislamiento a frecuencia industrial	
	Aislamiento pleno Kvcresta	Aislamiento reduc. Kv cresta	Aislamiento pleno Kv cresta	Aislamiento reducido Kvef.
100	450	380	185	150
115/123	550 (p)	450 (1)		230 185
138/145	650 (p)	550 (1)	275	275 230
161/170	750 (p)	650 (1) 550 (2)	325	325 225 230
230/245	1050 (p)	900 (1) 825 (11/2) 750 (2)	460	460 395 360 325 275
287/300	1300 (p)	1175 (1/2) 1050(1) 900 (2)		570 510 460 395
380/420	1675 (p)	1550 (1/2) 1425 (1) 1300 (11/2) 1175 (2)		740 680 630 570
500/525	2300 (p)	1800 (Ar) 1675(Ar) 1550 (Ar) 1425(Ar) 1300(Ar)		980 800 740 680 570
700/765	3300	2800 2300 2050		1400 1200 980 920

Valores que deben ser corregidos por altitud.

La condición de plena aislación o del 100% de aislación relaciona la clase de aislamiento con la tensión nominal, mientras que el termino de aislación reducida describe la clase de aislación inferior a la tensión nominal correspondiente.

El uso de aislamiento reducido en alta tensiones se debe a que la mayoría de los sistemas tienen el neutro efectivamente puesto a tierra, de manera que reduce las solicitaciones entre fase y tierra. Si, por el contrario, el sistema eléctrico tiene el neutro aislado o puesto a tierra por interposición de dispositivos de impedancia se debe utilizar pleno aislamiento para la instalación.

Con la evolución técnica en el desarrollo de los modernos pararrayos, interruptores y transformadores, se ha conseguido disminuir el nivel de aislamiento en forma drástica, especialmente en las tensiones elevadas.

La magnitud de los pasos o escalones de reducción del aislamiento varían de acuerdo a la tensión nominal; son menores en las tensiones inferiores y aumentan con el aumento de la tensión de servicio.

Así por ejemplo, para tensiones nominales entre 115KV y 161Kv la reducción de paso significa una disminución del nivel de plena aislamiento en 100KV cresta. En 230KV un paso de reducción corresponde a una diferencia de 150KVcresta y para tensiones nominales superiores cada paso de reducción es de 250KVcresta.

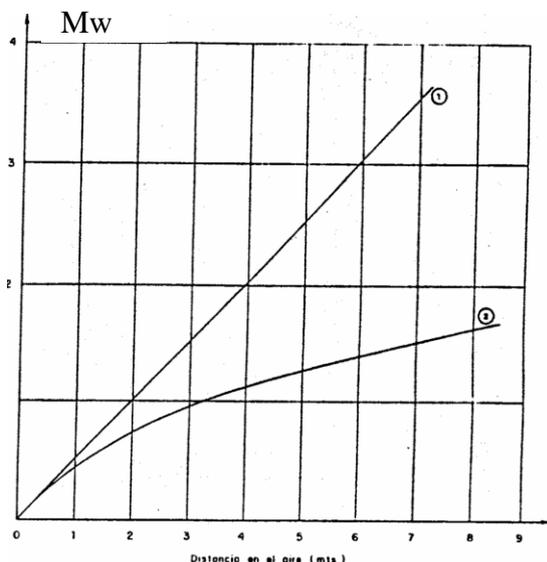
6.6. Determinación de las distancias dieléctricas en estaciones transformadoras.

Introducción

Mientras que los distintos aparatos componentes de la estación son probados a la onda de impulso y a la frecuencia industrial de servicio para determinar su resistencia de aislamiento, no es el caso entre las separaciones de las barras o entre las partes conductoras entre sí y a masa, que pueden ser sometidas a esa prueba tipo.

Para asegurarse que las distintas separaciones entre elementos conductores de corriente son correctas desde el punto de vista eléctrico, se prescribe que la tensión resistente en el aire entre las partes vivas y entre éstas y tierra deben ser por lo menos igual a la tensión resistente a la onda de impulso a que se somete a los equipos de la estación.

El comportamiento de la aislación en el aire es diferente para sobretensiones de origen atmosférico y para las sobretensiones internas de operación. La resistencia del aislamiento en el aire para la onda de impulso varía linealmente con la distancia, mientras que la rigidez dieléctrica en el aire a frecuencia industrial muestra un marcado efecto de saturación, por cuyo motivo la resistencia de aislamiento en este caso no se incrementa en proporción a la distancia de separación sino que muestra una curva con pendiente descendente en función de la distancia. Por esta razón en instalaciones en muy alta tensiones las distancias de separación entre fases queda fijada por sobretensiones de maniobra en vez de las sobretensiones a la onda de impulso.



1.- tensión resistente a la onda de impulso

2.- tensión resistente a sobretensiones internas

6.6.1 Diseño de distancias eléctricas para aislación en aire

1. Distancia entre fase y tierra.
2. Distancia entre fase.
3. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo.
4. Altura de las barras colectoras.
5. Altura de remate de línea.
6. Distancia de seguridad.

Para la realización de los cálculos se tomaron los valores de los Niveles Normalizados de Aislación para los Materiales o Equipos de la Gama B correspondiente a $U_n = 132$ KV. de la Tabla II de la NORMA IRAM 2 211 Parte 1, de acuerdo a la presente los niveles de aislación recomendados son:

- I)- La tensión nominal resistida de impulso atmosférico
- II)- La tensión nominal resistida de corta duración a frecuencia industrial

Para las condiciones de neutro rígido a tierra que tiene un factor de falla menor a 1.4 los valores recomendados son:

- I)- La tensión nominal resistida de impulso atmosférico: 450KV
- II)- La tensión nominal resistida de corta duración a frecuencia industrial: 185KV

También se consideran los valores para sistemas de puesta a tierra que soliciten el mayor nivel de aislación:

- I)- La tensión nominal resistida de impulso atmosférico: 650 KV
- II)- La tensión nominal resistida de corta duración a frecuencia industrial: 275 KV

1. Distancia entre fase y tierra.

Definimos: Tensión crítica de flameo (TCF) o tensión de descarga $U_{50\%}$, a la tensión obtenida en forma experimental, que presenta una probabilidad de descarga del 50% (y 50% de ser soportada).

La relación entre la TCF ($U_{50\%}$) y el NBI ($U_{90\%}$) , se define:

NBI = 0,961 TCF y una desviación típica de 3% ($\sigma=3\%$), para sobretensión atmosférica

$$(TCF)_{normal} = \frac{NBI}{0,961} = U_{50\%} = U_{90\%} (1.0 + 1,3 * \sigma)$$

Para diseño se utiliza la $(TCF)_{nominal}$ corregida por altitud y por humedad.

$$(TCF)_{diseño} = \frac{(TCF)_{normal} \cdot K_h}{\delta}$$

K_h : factor de humedad

δ : factor de densidad del aire

$$\delta = \frac{3,92 b}{273 + t}$$

b= presión atmosférica en cm. de columna de mercurio, t = temperatura ambiente en grado Celsius.

Valores típicos a frecuencia industrial

Para soportar una sobretensión a frecuencia industrial (en particular para soportar cierta tensión por 1 minuto), se fija el en = 300 Kv/m, luego la distancia

$$dt1 = \frac{U_{90\%}}{Ek}$$

U: tensión soportada estadística en (Kv), (90% de probabilidad de soportar la tensión)

dt : distancia en (m).

Ek: Gradiente de potencial.

1.2. Valores típico a sobretensiones atmosférica

Para una sobretensión atmosférica, la tensión U tiene el significado de tensión soportada estadística, y se debe dar un adecuado valor del campo Ek.

La relación entre la tensión de descarga $U_{50\%}$ y la distancia dieléctrica entre electrodos es tal, que para un impulso producido por rayo, se obtiene la siguiente expresión.

$$dt2 = \frac{U_{90\%}}{Ek}$$

Donde:

- $U_{90\%}$: tensión soportada estadística (Kv)
- Ek : gradiente del espacio en aire que soporta la tensión (KV/m).

También se puede calcular de la siguiente manera:

$$dt3 = \frac{U_{50\%}}{Ek}$$

$$U_{50\%} = U_{90\%} \cdot (1 + 1.3 \cdot \sigma)$$

Donde:

- $U_{50\%}$: tensión de descarga que tiene el 50% de probabilidad de ser soportada, (y 50% de producirse)
 - σ desviación típica (reducida), cuyo valor es de 0,03.
 - E_k : gradiente del espacio en aire que soporta la tensión (KV/m).
- $U_{90\%}$: tensión soportada estadística (90% de probabilidad de soportar la tensión),

1.3. Valores típicos a impulso de maniobra

Para una sobretensión de maniobra la tensión de descarga que tiene el 50% de probabilidad de ser soportada permite calcular la siguiente distancia:

$$d \cdot 4 = \frac{U_{50\%}}{E_k}$$

$$U_{50\%} = U_{90\%} \cdot (1 + 1.3 \cdot \sigma)$$

Donde:

- $U_{50\%}$: tensión de descarga que tiene el 50% de probabilidad de ser soportada, (y 50% de producirse),
- σ desviación típica (reducida)
- E_k : gradiente del espacio en aire que soporta la tensión
- $U_{90\%}$: tensión soportada estadística (90% de probabilidad de soportar la tensión)

Para tensiones de 500Kv se puede calcular de la siguiente manera:

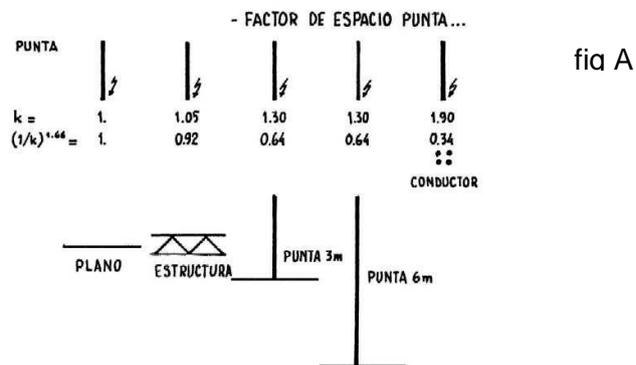
$$U_{50\%} = 500 * k * d^{0,6}$$

$$d = \left(\frac{U_{50\%}}{500 * k} \right)^{1,66}$$

$\sigma = 6\%$

K; factor de espacio

Comentarios



La figura A muestra los valores del factor de espacio K (gap factor, intervalo), para un electrodo de forma de punta, y los otros de distintas formas.

Obsérvense para las distintas configuraciones el valor que les corresponde y la amplia variación que presenta.

DISTANCIA DEL CONDUCTOR A:	K=
Ventana	1.20
Brazo	1.55
Estructura Superior	1.35
Estructura Lateral	1.35
Estructura Inferior	1.30
Cable Vertical	1.40
Cable Inferior	1.40

2. Distancias dieléctricas entre fases

Solo las sobretensiones de maniobra pueden presentar valores de fase –fase que justifique su mejor análisis, y en consecuencia deben tenerse en cuenta en la verificación de distancia de fase-fase.

Las Sobretensiones fase-fase son del orden de 1.4 a 1.6 del valor de las fase-tierra.

2.1. Valores Típicos a Frecuencia Industrial

Para soportar una sobretensión a frecuencia industrial (en particular para soportar cierta tensión por 1 minuto):

$$df5 = \frac{U \cdot 1,6}{Ek}$$

Donde:

- U: tensión nominal resistida de corta duración a frecuencia industrial
- Ek: gradiente del espacio en aire que soporta la tensión

2.2. Valores Típicos a Impulso de Maniobra

Para una sobretensión de maniobra la tensión de descarga que tiene el 50% de probabilidad de ser soportada permite calcular la siguiente distancia:

$$df6 = \frac{U_{50\%}}{Ek}$$
$$U_{50\%} = 1,6 \cdot U_{90\%} \cdot (1 + 1,3 \cdot \sigma)$$

Donde:

- $U_{50\%}$: tensión de descarga que tiene el 50% de probabilidad de ser soportada, (y 50% de producirse)
- σ : desviación típica (reducida)
- Ek: gradiente del espacio en aire

$U_{90\%}$: tensión soportada estadística (90% de probabilidad de soportar la tensión)

3. Distancias reducidas

Las distancias de aislación en aire para elementos móviles se verifica en condiciones de servicio normales, en ausencia de cortocircuito y velocidades de viento mínima (20-30Km/h).

Por distintas causas, ciertas distancias varían y alcanza un valor mínimo, en consecuencia debe ser controlada la aislación para máxima declinación de los elementos móviles.

Las causas del movimiento son:

- La acción del viento máximo, (130Km/h) en la dirección más crítica para la aislación
- La fuerza electrodinámica producida por la condición de cc. en el sistema, que resulta crítica para el elemento.

Las distancias mínimas que se fijan en estas situaciones son del orden del 50% de las distancias que corresponden al nivel de aislación y se las llama distancias reducidas.

3.1. La distancia fase-tierra bajo cc. Se adopta como 60% de la distancia de aislación definida por la tensión de ensayo a frecuencia industrial o sobretensión de maniobra

$$d_{\min.cc.im1} = \frac{0,6 \cdot U}{Ek}$$

3.2. La distancia fase-tierra por acción del viento, debe soportar la tensión máxima fase-tierra; influye en esta distancia el factor de falla a tierra, para sistema con neutro a tierra a partir de los 145KV se asume 80% de la tensión máxima.

$$d_{\min.viento2} = \frac{Um \cdot fft}{Ek}$$

Um: tensión máxima del sistema

- fft: factor de falla a tierra (1.4)

- Ek: gradiente del espacio en aire que soporta la tensión (300 KV/m).

3.3. La distancia fase-fase bajo cc. Readopta asumiendo una sobretensión dinámica a frecuencia industrial dada por el 120% de la tensión máxima.

$$d_{\text{min. ff. cc2}} = \frac{1.2 \cdot U_m}{E_k}$$

Donde:

- Um: tensión máxima del sistema
- Ek: gradiente del espacio en aire que soporta la tensión

Se admite que el viento no causa variaciones significativas de las distancias fase-fase de los elementos móviles de la estación.

4. Distancia de seguridad o de guardia

Se entiende como distancias mínimas de seguridad, a los espacios libres que permiten circular y efectuar maniobras al personal dentro de una subestación, sin que exista riesgo para sus vidas. Estas distancias se adoptan superiores a la distancia de aislación multiplicada por un cierto factor. Cuando la distancia de aislación esta definida por la sollicitación a impulso atmosférico entre 250 y 750KV, el factor está comprendido entre 125% y 115% y se interpola linealmente. Por arriba de 750KV se adopta 115% y por debajo de 250KV 125-130%.

$$d_s = d_{ft} \cdot \text{factor (interpolación línea)}$$

Cuando la distancia de aislación está definida por sollicitaciones de maniobra, para obtener la distancia de seguridad o de guardia se incrementa en 15% la sobretensión de maniobra, y con una probabilidad de ser soportada del 90 %, con un factor de espacio de 1,15, (recordemos que depende de la forma de los electrodos) se determina la distancia de guardia.

$$d_s = 1,15 \cdot \text{dim (distancia impulso maniobra)}$$

$$d_s = (U_{90\%} \cdot 1,15 \cdot (1,0 + 1,3 \cdot \text{SIGMA}) / (500 \cdot k))^{(1/0,6)}$$

De todos modos deben ser comparadas con las distancias que están fijadas por reglamento.

4.1. Dimensiones del hombre

Se hace referencia a un hombre convencional cuyas dimensiones están definidas, ver fig c

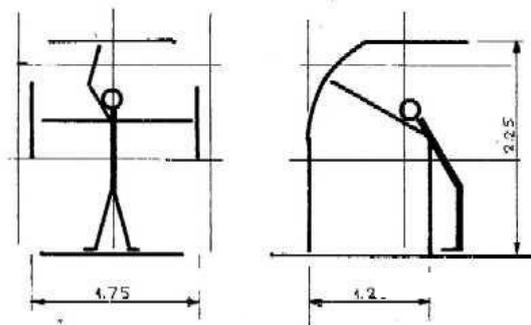


Fig c

FIG 8.4 - DIMENSIONES Y ALCANCE CONVENCIONAL DE UN HOMBRE

Se supone que el operador es de altura normal, esta adiestrado, normalmente utiliza pequeñas herramientas manuales.

En particular su altura es de 1.75 m, con el brazo extendido hacia arriba alcanza 2.25 m, con los brazos extendidos horizontalmente ocupa 1.75m, cuando estira el brazo retenido por una barrera de 1.2 m de altura alcanza 1.25m, cuando estira el brazo hacia arriba desde un plano de trabajo alcanza también 1.25 m.

Con estas dimensiones es construíble un gálíbo que permite determinar en base a la ubicación de los pies el volumen que el hombre pueda alcanzar.

4.2. Distancias de vínculos

Con las dimensiones de distancia de seguridad o de guardia y del hombre quedan definidas las superficies de vínculo y las distancias de:

- Distancias de vínculo vertical:

$$dvv1 = ds1 + 2,25m$$

- Distancias de vínculo horizontal:

$$dvh1 = ds1 + 1,25m$$

El movimiento sobre la superficie de vínculo garantiza que este se hace en condiciones de seguridad, si la superficie se prolonga, debe limitarse con parapetos, obstáculos, advertencias.

La figura ayuda a interpretar las distancias de guardia y las zonas que definen las superficies de vínculo.

Colóquese el hombre con el brazo extendido y levantado que define las distancias desde las superficies de vínculo.



FIG 8.5 - SUPERFICIES DE VINCULO

Obsérvese la necesidad del parapeto, (o de la pared), si la superficie de circulación se prolongara. La figura muestra la superficie de circulación de un vehículo, con distancia de tolerancia (0,7 m) para que pueda circular por el camino respetando razonablemente la senda.

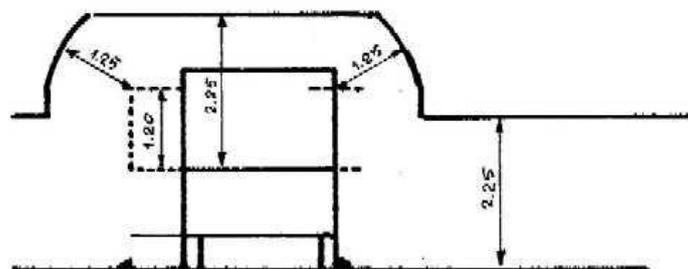


FIG 8.6 - ZONA DE CIRCULACION

La senda debe estar marcada con cordones que impidan efectivamente que el vehículo salga del camino (involuntariamente).

Una aplicación que exige también una pequeña explicación es la zona de guardia alrededor de los aisladores.

Los sostenes aislantes (aisladores de soporte, aisladores de aparatos) no deben quedar accesibles a las personas, en ninguna parte de su superficie.

Se considera a los fines de la seguridad que el aislador es un punto peligroso, y en consecuencia aún su borde inferior debe encontrarse a una altura no alcanzable, o deben existir obstáculos que impidan tocarlo.

A veces el tamaño del aislador coincide con la distancia de guardia, como muestra la fig, a veces es de tamaño menor, y entonces el soporte (metálico) penetrará en la zona de guardia, la superficie de vínculo se determinará en base a la zona de guardia.

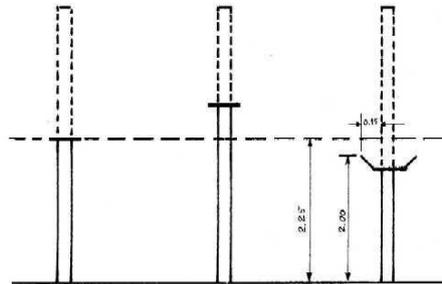


FIG 8-7 - ZONA DE GUARDIA Y AISLADORES LARGOS Y CORTOS

Como el aislador es de tamaño mayor que la distancia de guardia, de manera que su parte inferior (fuera de ella) puede estar a menos de 2.25 m, el diseño del soporte debe prever una defensa a 2 m de altura que impida alcanzar el aislador. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo.

Tabla de distancias mínimas permitidas

Tensión Nominal	Distancias Mínimas Fase tierra		Distancias mínimas entre fases		Distancias mínimas de mantenimiento y seguridad				
	Desde conduc rig y parte metalic. bajo tensión mm	Para ejes de conduc flexibles	Entre cond. Rígidos o partes metálicas bajo tensión	Entre ejes de conduc. flexibles	Entre ejes de conduc de seccionadores de campo distintos	Entre ejes de cond. Adyacentes juego de barras diferentes	De partes inferiores de porcelana al suelo	De parte bajo tensión a pasillos o pistas	
	A paredes y soportes	A baranda o cerco							
500	7000	8400	5200	8000	8000	14000	No aplicable	2100	8500
330	3300	4100	3800	4000	5000	5000	6000	2000/2100	6500
220	2200	3000	2700	2500	4000	4000	4500	2000/2100	5000
132	1400	2500	1600	1500	2450	2600/3800(1	3600	2000/2100	4500

5. Influencia de la altura - concepto

La rigidez dieléctrica del aire depende de la presión atmosférica y de la temperatura del aire.

Un objeto, con características de aislación definidas tiene una aislación externa, que depende del aire, y que puede ser crítica.

Cuando el sitio de instalación es en altura, más de 1.000 m sobre el nivel del mar, la disminución de rigidez del aire, puede hacer que no sean soportadas sobretensiones que al nivel del mar no traerían consecuencias, luego:

Corrección por altitud a partir de los 1000 m.s.n.m.

$$d_h = d_{1000} + 0,0125 \left(\frac{h - 1000}{100} \right) d_{1000}, \quad dh = \text{altura}$$

(Ver practica correspondiente - problemas)

7. Diseño de redes de tierra

7.1. Definición y objeto de la puesta a tierra.

La denominación de puesta a tierra comprende toda unión metálica directa, sin fusible ni otro sistema de protección, de sección suficiente, entre determinados elementos o parte de una instalación y un electrodo o una malla, enterrada en el suelo, con el objeto de conseguir que en un predio o en superficies próximas del terreno, no exista peligrosas diferencia de potencial y al mismo tiempo permita el paso a tierra de la corriente de defecto o la descarga de origen atmosférico

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobre tensiones en las subestaciones, es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, pararrayos, cable de guardia, las estructuras metálicas y toda aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierra

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la de cumplir con la siguiente función:

1. Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de la corriente a tierra, ya sea que se deban a una falla de cortocircuito o a la operación de un pararrayos.
2. Evitar que, durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, significando un peligro para el personal.
3. Facilitar, mediante sistemas de relevadores, la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
4. Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

7.2. Clasificación de las puestas de tierras

- *Puesta a tierra de protección*: significa drenar a tierra la corriente de defecto peligrosa para la integridad de las personas.
- *Puesta a tierra de servicio*: Es la conexión a tierra directa de una parte de la instalación, que pertenece al circuito de servicio. (neutro del transformador, circuitos electrónicos etc.).-

7.3. Diseño de Puesta a Tierra de Estaciones Transformadoras

7.3.1. Caracterización del Sistema

Se deberán conocer los siguientes datos de partida:

- Esquema unifilar de la estación y del sistema cercano.
- Diseño básico de la estación transformadora o playa de maniobras.
- Líneas que lo vinculan con el sistema. Características constructivas. Ubicación prevista.

7.3.2. Características del Sistema de Transmisión

Los datos necesarios sobre el sistema y las condiciones de operación de la Red son:

- Potencia de cortocircuito máxima.
- Configuración.
- Tiempo de operación para el despeje de fallas

7.3.3. Datos de diseño

Habiendo fijado los límites tolerables de tensión, puede procederse al diseño y construcción del sistema de tierra, para lo cual se tomara en consideración los siguientes factores:

a) Corriente máxima de cortocircuito a tierra.

Los valores de corriente máxima para el cálculo de la malla de puesta a tierra, tanto trifásico como monofásico, son datos relacionados tanto con las instalaciones existentes como con las previsiones de futuros desarrollos en el área en cuestión.

Guía de Referencia

Se necesita determinar el tipo de falla posible a tierra que produzca el flujo máximo de corriente, entre la malla de tierra y la tierra adyacente, puede ser:

- Falla monofásica a tierra
- Falla polifásica a tierra.

40KA
25KA para 500 KV

25KA
10KA para 220 KV y 132 KV
10KA
5KA para 66KV y 33KV.

b) Características del terreno.

TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHM - METROS
terreno húmedo o pantanoso	50
terreno arcilloso	100
terreno arenoso húmedo	200
terreno arenoso seco	1000
terreno ripioso	1000
terreno rocoso	3000

7.4. Criterios de diseño

7.4.1. Introducción

Las situaciones en que una persona puede estar involucrada en una falla sobre el sistema de puesta a tierra, pueden ser:

- ◆ Contacto pie – pie en donde la tensión aplicada es igual a E_s (“tensión de paso”)
- ◆ Mano – ambos pies la tensión aplicada es igual E_t (“tensión de contacto”), o E_m (“tensión de malla”), o E_{trrd} (“tensión de transferencia”).

Para el cálculo de esta resistencia se asume que:

Las resistencias de contacto de pies y manos son iguales a cero (es decir, que se supone que la persona no lleva zapatos ni guantes).

La resistencia del cuerpo humano (R_b), tanto entre mano - ambos pies como mano-mano y pié - pié, se representa con un valor de 1000 Ω .

Como norma se ha adoptado que la tensión máxima que puede soportar el cuerpo humano durante un tiempo de 0,5 seg el valor de 170V.

a) Valor limite a la tensión de paso

Es la tensión que durante el funcionamiento de una instalación de tierra, pueda resultar aplicada entre los pies de una persona situados a la distancia de un paso (1 metro).

$$I_B = 0,116 / t_s^{1/2} \text{ (para una persona de 50 Kg)}$$

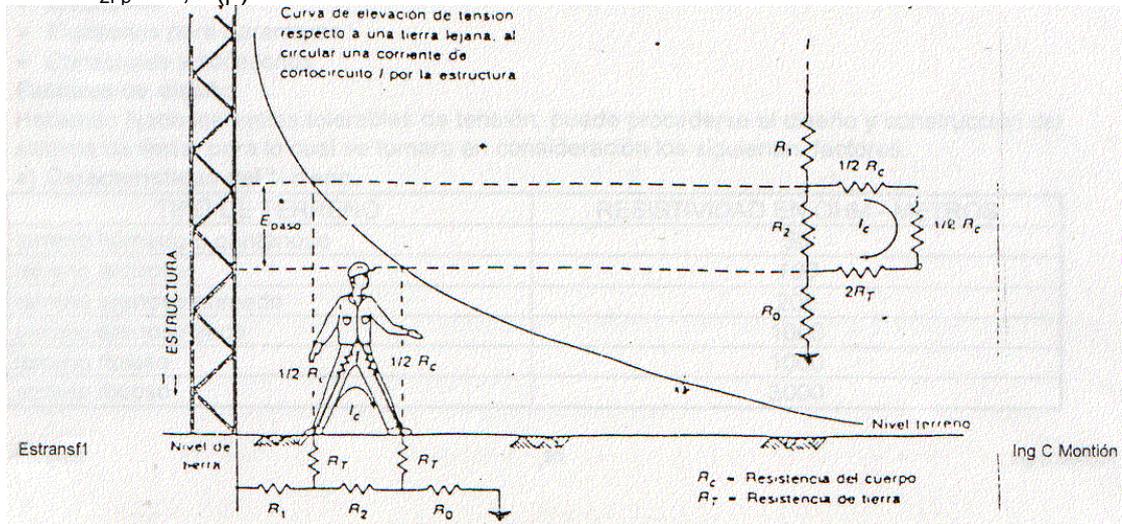
$$I_B = 0,157 / t_s^{1/2} \text{ (para una persona de 70 Kg)}$$

También ha sido determinado que la resistencia de los dos pies en serie es

$$R_{2Fs} = 6 (\rho)$$

y que la resistencia de los pies en paralelo es

$$R_{2Fp} = 1,5 (\rho)$$



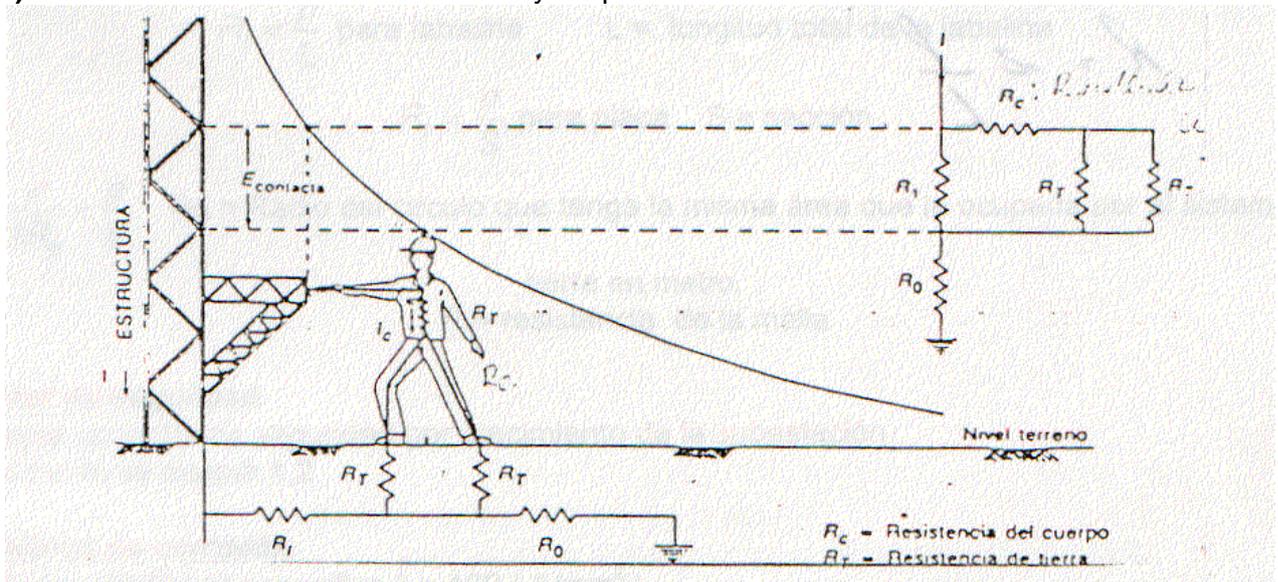
La difusión de la corriente por el terreno ocasiona una caída de tensión que depende de la resistividad de este. Se ha demostrado que la caída de tensión es máxima en la vertical de la toma de tierra y disminuye a medida que aumenta la distancia radial desde la toma de tierra.

Para la tensión de paso el límite es:

$$E_{paso} = (R_c + 2R_T)I_c = (1000 + 6\rho) \frac{0,157}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0,7\rho_c}{\sqrt{t}} (V)$$

La tensión de paso real deberá ser menor que la máxima tensión de paso tolerable E_{step} para asegurar la seguridad de las personas.

b) Tensión de contacto: entre la mano y los pies

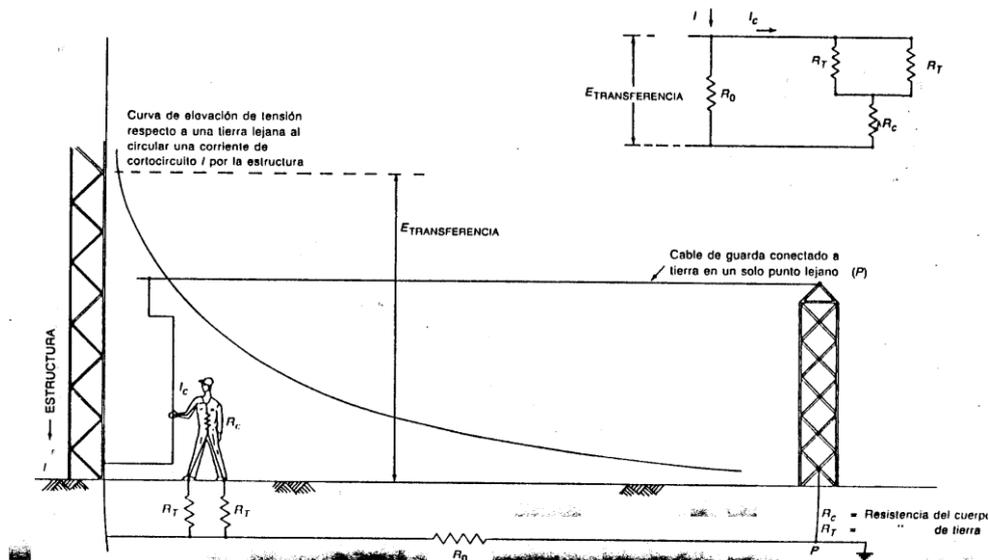


$$E_{contacto} = (R_c + \frac{R_T}{2})I_c = (1000 + 1,5\rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t}} = \frac{157 + 0,235\rho_s}{\sqrt{t}}$$

ρ_s : resistividad del suelo. Si se trata de una capa de material artificial como por ej. piedra partida, corresponde aplicar ρ_s (resistividad superficial),

t : duración del shock (seg).

- c) **Tensión de transferencia:** Se hace contacto con un conductor que esta a tierra en un punto lejano.



Las tensiones reales de contacto de malla o de transferencia deben ser menores que la máxima tensión de contacto tolerable, para asegurar la seguridad de las personas.

7.4.2. Sección Mínima del Conductor de Tierra

La sección mínima de los conductores de tierra deberá ser determinada en función de la corriente máxima previsible de falla, con la metodología desarrollada en la Sección 9 de la IEEE Std. 8

$$S_{\min} = \frac{1000 * I_{cc} * \sqrt{t}}{\sqrt{9,64 \frac{c * \gamma}{\rho_c \alpha} * \log \left[1 + \alpha (T_f - T_i) \right]}} \text{ (mm}^2\text{)}$$

Siendo:

- I_{cc} (kA): corriente de cortocircuito a dispersar.

- t (seg): Duración de la corriente de falla ($t=0,5$ seg)

- c (cal/gr.°C): Calor específico del material del conductor de la malla (para el Cu = 0,093).

- γ (gr/cm): Peso específico del material del conductor de la malla (para el Cu =8,9).

- ρ_c (Ω .mm /m): Resistividad a la temperatura T_i (inicial) del conductor de la malla: $\rho_{20} = 0,0173$.

$a=0,004$

$\rho_c = \rho_{20} (1+a (T_i -20))= 0,019$.

α ($1/^\circ\text{C}$): Coeficiente de temperatura de la resistencia del conductor de la malla (para el Cu = 0,0039).

T_i ($^\circ\text{C}$): Temperatura inicial del conductor de la malla (se considera $T_i=40^\circ\text{C}$).

T_f ($^\circ\text{C}$): Temperatura final del conductor de la malla (se considera $T_{f_{\max}}=200^\circ\text{C}$).

7.4.3 Geometría de la Red

La geometría de la red de puesta a tierra deberá ceñirse a la ubicación en planta del equipamiento de la playa intemperie, tendiéndose los conductores en los corredores entre filas de los equipos, al costado de las bases.

Los espaciamentos de los conductores de la red no serán mayores de 8 metros, mientras que la profundidad normal es de 0,50 a 0,80 m.

El área de la playa intemperie es el factor individual geométrico determinante en la resistencia de dispersión de la red. Cuanto mayor sea dicho área, menor será la resistencia y en consecuencia menor la elevación de potencial y por ende el "potencial de malla".

7.5. Dimensionamiento de la red de puesta a tierra

7.5.1. Red de Puesta a Tierra

Deberá determinarse la resistencia de dispersión a tierra de la red de conductores horizontales enterrados. Para las profundidades usuales de instalación de la malla en el sistema, dicho valor es:

$$R = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot A} \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{20} / A} \right) \right]$$

donde:

h: Profundidad d la red.

L: longitud del conductor enterrado.

A. Ares cubierta por la malla en m²

También se puede aplicar en forma aproximada la siguiente formula

$$R = \frac{\rho}{4R_g} + \frac{\rho}{L}$$

Rg = Radio del circulo que tenga la misma área que la ocupada por el sistema de tierra en metro.

Una puesta a tierra ideal debería ser de una resistencia cercana a cero. En la práctica, la elevación de potencial de la red se incrementa proporcionalmente con la corriente de falla. Por lo tanto, cuanto mayor sea la intensidad de falla, menor debería ser la resistencia de dispersión a obtener.

7.5.2. Jabalinas

Las jabalinas de neutros y descargadores se vinculan a la malla de tierra y deben ser tenidas en cuenta al determinar el valor total del sistema de puesta a tierra.

Asimismo, cuando es difícil alcanzar los valores pretendidos con la malla solamente, el uso de jabalinas es el recurso adecuado para alcanzar dichos valores.

$$R = \frac{\rho}{2\pi * L} \left[\ln \left(\frac{4L}{a} \right) - 1 \right] \quad \text{ó} \quad R_t = \frac{\rho}{L} \quad (\text{para jabalina}) \quad L = \text{longitud total de la jabalina}$$

ρ: resistividad "aparente" o "equivalente" del suelo atravesado por el electrodo (Ω.cm),

L: longitud del electrodo (cm).

a radio del electrodo(cm)

R: resistencia de dispersión a tierra (Ω)

7.6. Máximas Tensiones de Paso y de Malla dentro de la Estación

Para los rangos usuales de sección de conductor, profundidad de enterramiento y espaciamento, puede decirse que:

E_{paso} = 0,1 a 0,15*i ρ

E_{contacto} = 0,6 a 0,8*i ρ

E_{malla} = i ρ

i: Corriente en A por metro de conductor enterrado fluyendo en el terreno,

ρ: Resistividad

7.6.1. Cálculo del potencial de malla de la red de tierra.

Se calcula mediante una fórmula empírica que tiene en cuenta la profundidad de enterramiento, longitud del cable, resistividad del terreno, etc.

$$E_{\text{malla}} = K_m K_i \frac{I}{L} \rho \quad (4)$$

L: longitud total del cable enterrado (m)

I: Corriente máxima de falla (A), que fluye entre la red y el terreno antes calculada,

ρ = resistividad media del terreno en ohms-metro

K_m = Es un coeficiente que toma en cuenta el efecto del número de conductores paralelos n, el espaciamiento d y la profundidad de enterramiento h de los conductores que forman la red.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \ln \frac{D^2}{16h * d} + \frac{1}{\pi} * \ln \left[\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} * \frac{N-3}{N-2} \right]$$

d: diámetro D: espaciamiento, h: profundidad, N : n° de conductores en paralelos

K_i = Factor de corrección por irregularidades en la distribución del flujo de corriente, varía entre 1y2.

7.6.2 Cálculo de la longitud total del conductor

Igualando el valor de E_{malla} de la ecuación (4) al valor máximo tolerable de la ecuación (2) se obtiene:

$$E_{\text{malla}} = K_m K_i \frac{I}{L} \rho = \frac{157 + 0,235}{\sqrt{t}}$$

t = duración máxima de la falla, en segundo.

ρ = resistividad media del terreno.

luego

$$L = L = \frac{K_m K_i \rho I \sqrt{t}}{157 + 0,235}$$

ρ_s = resistividad superficial en ohms-m que toca el pie (toma en cuenta el tratamiento de la superficie que puede tener una resistividad diferente a la del terreno natural.

Cálculo de la elevación máxima del potencial de red y cálculo de los potenciales de paso en la periferia de la malla

Cuando el cerco perimetral quede comprendido dentro de la zona activa o muy próxima a ella es recomendable extender la red de puesta a tierra fuera del mismo, para evitar tensiones de contacto peligrosas para una persona parada en el lado exterior y tocando el cerco. El aumento del área de cobertura de la red tiene la ventaja adicional de reducir la resistencia. El cerco perimetral en este caso se vinculará cuidadosamente a la red de puesta a tierra, para lo cual se deberá instalar conductores perimetrales, paralelos al cerco, que se conectarán al mismo para mantener los valores de resistencia de contacto por debajo de los máximos establecidos. En los casos que el cerco esté alejado de la zona activa, el mismo estará desvinculado de la malla de tierra instalándose jabalinas que aseguren una referencia de tierra igual al terreno debajo del cerco para evitar tensiones transferidas.

Para el cálculo de la tensión de paso fuera de la malla se emplea la siguiente fórmula:

$$E_{\text{paso}} = K_s K_i \rho_s \frac{I}{L}$$

K_s = Factor que tiene en cuenta el número de conductores n de la malla, la profundidad y enterramiento del conductor.

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{2 * D} + \frac{1}{3 * D} + \frac{1}{(M-1) * D} \right]$$

M: n° de conductores transversales, h: profundidad de enterramiento, D: espaciamiento.

Una vez calculadas las tensiones de paso, de contacto y de malla y utilizando la longitud aproximada del diseño preliminar, se compara dichas tensiones con los valores tolerables del cuerpo humano, y en esta forma se sabe si el diseño queda dentro de los límites de seguridad requeridos. En caso de no ser así, se procede a calcular la longitud total del conductor necesaria para caer dentro de los límites de seguridad.

7.7. Resumen:

7.7.1 Sistema de puesta a tierra.

7.7.1.2 Base de cálculo.

- Corriente de Cortocircuito.
- Duración de la falla.
- Resistividad del terreno.
- Superficie del terreno.
- Normas consideradas para el cálculo.
- Sistema de puesta a tierra.

7.7.1.3. Desarrollo del cálculo.

- Cálculo de las Resistencias de Dispersión.
- Cálculo de la longitud de conductor de la malla de tierra.
- Cálculo de las corrientes de dispersión total.
- Cálculo de las corrientes de dispersión por la malla.
- Cálculo de las corrientes de dispersión por las jabalinas.
- Verificación de la tensión de paso U_p y de contacto U_c .
- Cálculo de la máxima potencia de cortocircuito que puede soportar el Sistema de Puesta a tierra.
- Cálculo de la sección del conductor de la malla de tierra.
- Cálculo de la sección del conductor de conexión malla-equipos.

Conclusiones

8. Costo de Estación Transformadora:

Es difícil establecer el costo de una estación sin desarrollar completamente el proyecto a nivel de disposición de equipos, evaluación de obras, que permiten definir el costo.

En el análisis del costo influyen el área ocupada, el tipo de materiales, los equipos.

Una parte importante del costo de los equipos es representado por los interruptores, cantidad, y corriente nominal en particular.

Sin embargo el costo no está solo representado por los equipos, y las obras, instalación, aparecen además costos de operación y mantenimiento, y durante la fase del proyecto un costo llamado ingeniería.

Cuando se trata de controlar los costos, frecuentemente se los limita, el equipo mas barato, significa quizás costos de operación y mantenimiento mayores que se pagan durante la vida de la instalación, la construcción menos costosa puede producir efectos parecidos. Análogamente, ahorrar costos de ingeniería, no estudiando temas que deberían profundizarse también puede significar mayores costos de la obra, o de los equipos, probablemente desproporcionados al ahorro de costos de ingeniería.

La economía debe hacerse con gran inteligencia, tratando de aprovechar la experiencia de obras similares, de lo contrario puede caerse en la paradoja de no mirar gastos con tal de ahorrar centavos.

8.1. Consideraciones relativas al costo de las estaciones eléctricas

Como para toda obra es difícil dar reglas que permitan definir el costo suficientemente próximo al real sin alcanzar un grado de avance de proyecto suficientemente elaborado.

De la experiencia de proyectos realizados puede hacerse un análisis de incidencias porcentuales de los distintos rubros que componen el costo de la estación.

Este estudio puede hacerse en detalle sobre obras existentes, para las cuales se conocen los cálculos reales, y así se pueden encontrar factores que caracterizan el valor relativo de los costos.

La tabla I muestra los valores relativos del costo de los rubros indicados, dentro del costo total de las estaciones.

POSICIÓN	RANGO DE VALORES EN %
Interruptores	12 - 15
Seccionadores	4 - 5
Transformadores de medición	7 - 8
PARCIAL	23 - 28
Control y auxiliares	7 - 8
Repuestos	2 - 3
Materiales de instalación	7 - 8
PARCIAL	16 - 19
Obras civiles	30 - 40
Estructuras	4 - 5
Transporte (ultramar)	3 - 4
Ingeniería	3 - 5
Supervisión	1
Montaje	5 - 6
TOTAL	85 - 108

En la tabla I se han mezclado resultados de distintos esquemas, distintas condiciones, distintas tensiones nominales, y corresponden a las estaciones eléctricas aisladas en aire, y estos valores solo pueden considerarse groseramente indicativos, por ello la suma de componentes esta comprendida en un amplio margen, que da idea del error.

La Tabla II muestra otras variables, comparativas de distintas características de diseño de esquemas eléctricos adaptables para estaciones. Se comparan las superficies, los costos, las cantidades de aparatos para distintos esquemas.

Tabla de estaciones de alta tensión, y otras características comparativas.

CARACTERÍSTICAS	ESQUEMAS ELECTRICOS			
	Doble barra con un interruptor PS	Interruptor y medio P/S	Doble barra, doble interruptor	Anillo
Área ocupada %	170	110	160	100
Costo %	140	130	160	100
Nº de Interruptores	6	9	12	6
Nº de seccionadores	18	18	24	18
Costo por interruptor	20	15	13	17

Si se supone el costo de un tipo determinado de instalación a 245Kv, excluido los transformadores de potencia es de 1p.u. el costo relativo de instalaciones similares en función de la tensión variará aproximadamente de acuerdo a lo indicado en la Tabla III.

Um	Costo	Um	Costo	Um	Costo
Kv	p.u.	Kv	p.u	Kv	p.u
123	0,45	245	1	525	2,1
170	0,61	420	1,6	750	3,85

8.2. Precios F.O.B. de los aparatos

A simple título de orientación se dan los precios F.O.B. promedios de algunos de los aparatos más importantes componentes de las subestaciones.

Precios aproximados de transformadores para centrales eléctricas en dólares

Tipo	Relación de tensión	Capacidad MVA	Precio U\$/KVA
Transformadores trifásicos de dos arrollamientos, conexión delta-estrella puesta directamente a tierra	13,8/220	100	1,7
	18/400	200	1,5
	18/500	200	1,6
	18/400	400	1,25
	18/500	400	1,35

8.2.1. Precios de autotransformadores

Capacidad MVA	Relación de tensión KV	Monofásicos \$U/KVA	Trifásicos \$U/KVA
100	115/230	2,00	1,5
	115/400	2,25	1,7
	115/500	2,5	2,00
	230/400	2,1	1,65
	230/500	2,35	1,85
200	115/400	1,73	1,4
	115/500	1,98	1,6
	230/400	1,5	1,2
	230/500	1,7	1,36
400	115/400	1,26	1,00
	115/500	1,42	1,15
	230/400	1,09	0,87
	230/500	1,23	0,98

8.2.2. Precios de interruptores trifásicos neumáticos, excluidas las instalaciones de aire comprimido.

Tensión KV	Capacidad de ruptura MVA	Precio \$U
115	2.500	10.500
115	5.000	13.000
230	7.500	28.000
230	15.000	38.000
400	15.000	60.000
500	15.000	75.000
400	30.000	90.000
500	30.000	120.000

8.2.3. Precios de seccionadores trifásicos dedos columnas.

Tensión KV	Corriente Amp.	Precio \$U
115	600	2.300
230	800	4.000
400	800	7.500
500	800	12.200

8.2.4. Precio de otros equipos

Aparatos	Um KV	Precio U\$
Transformadores de corriente (juego trifásico)	115	4.300
	230	7.000
	400	15.000
	500	20.000
Transformadores de tensión Tipo capacitivo	115	5.500
	230	7.500
	400	16.500
	500	22.500