

SECCIONADORES



Definición:

Aparato mecánico de maniobra sin carga, que por razones de seguridad, **asegura, en posición de abierto, una distancia de aislamiento** y que se emplea para aislar un elemento de una red eléctrica o una parte de la misma del resto de la red, con el fin de ponerlos fuera de servicio, o para llevar a cabo trabajos de mantenimiento.

Un seccionador debe poder soportar de forma indefinida las corrientes que se presentan en condiciones normales y las que se presentan en condiciones excepcionales, como las de cortocircuito.

Valores característicos:

Tensión nominal (kV)

Intensidad nominal (A)

Tensiones de ensayo (kV)

Intensidad de corta duración (kA,s)

SECCIONADORES

• Dado que el seccionador no se debe de maniobrar en carga, es conveniente que exista un enclavamiento entre el interruptor y los seccionadores asociados de forma que no se puedan maniobrar los seccionadores cuando el interruptor esté cerrado. No obstante, según Reglamento, este enclavamiento no es obligatorio. El tipo de enclavamiento puede ser:

- Mecánico: el interruptor y los seccionadores disponen de una cerradura con la misma llave. Para maniobrar los seccionadores hace falta la llave, la cual solo puede ser extraída de la cerradura del interruptor cuando éste está abierto
- Eléctrico: el circuito eléctrico que alimenta el motor del seccionador tiene un contacto auxiliar del interruptor que está en posición de abierto cuando el interruptor está cerrado y, por tanto, impide la maniobra del seccionador.
- Vía software: el dispositivo informático (PLC, PC,..) recibe el estado de los equipos (abierto o cerrado) mediante contactos auxiliares y da permiso a las ordenes de apertura o cierre en función del estado de dichos contactos.

CLASIFICACION DE SECCIONADORES

- Según el tipo de apertura:

- Rotativos de dos columnas
Apertura lateral o central
- Rotativos de tres columnas
Doble apertura lateral o lateral en V
- Basculantes
- Pantógrafos

- Según el número de fases:

- Monofásico
- Trifásico

- Según el tipo de mando:

- Neumático
- Eléctrico
- Manual

- Según el tipo de aislamiento:

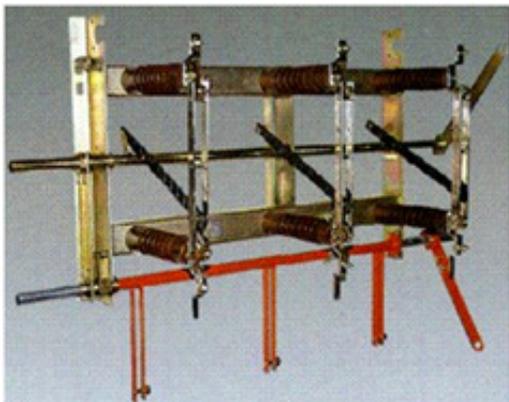
- Al aire
- En SF6

SECCIONADORES. Tipos constructivos

		APERTURA LATERAL SIDE BREAK	AP. CENTRAL CENTRE BREAK	DOBLE AP. LATERAL DOUBLE BREAK	DOBLE AP. LATERAL DOUBLE BREAK	PUESTA A TIERRA EARTHING SWITCH	PANTOGRAFO PANTOGRAPH
kV	A						
≤ 36	≤ 2000	✓	✓	✓		✓	
52	≤ 2000	✓	✓	✓		✓	
72.5	≤ 3150	✓	✓	✓		✓	✓
100	≤ 3150	✓	✓	✓		✓	✓
123	≤ 3150	✓	✓	✓		✓	✓
145	≤ 3150		✓	✓	✓	✓	✓
170	≤ 3150		✓	✓	✓	✓	✓
245	≤ 4000		✓	✓	✓	✓	✓
420	≤ 4000			✓		✓	✓

Intensidades térmicas y de cresta hasta 63 kA y 125 kA respectivamente
Short time and peak withstand currents up to 63 kA and 125 kA respectively

SECCIONADORES



Seccionador de cuchillas giratorias.



Seccionadores de cuchillas deslizantes montados en intemperie.



Seccionadores de columnas giratorias.



Seccionador de pantógrafo.

SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA



- Aparato mecánico que permite unir eléctricamente la parte activa con masa mediante el movimiento de sus cuchillas.
- Se utiliza en trabajos sin tensión, para asegurar que cualquier tensión (inducida o directa) que aparezca en los conductores se deriva a tierra, protegiendo al trabajador.
- Puede o no tener poder de cierre, según se especifique.
- El poder de cierre se consigue con un dispositivo en el accionamiento que asegure una determinada velocidad de cierre. Este dispositivo acostumbra a ser un mecanismo de acumulación de energía a base de resortes, la cual se libera bruscamente de tal manera que la fuerza y la velocidad de cierre son independientes de la acción del operador.
- El seccionador de tierra puede ir montado en el mismo soporte que el seccionador principal. En este caso habrá enclavamiento mecánico entre ambos para que ambos no puedan estar simultáneamente cerrados.

2

Interruptores Automáticos

INTERRUPTORES AUTOMATICOS



MISION: Apertura y cierre de intensidades de carga y de cortocircuito

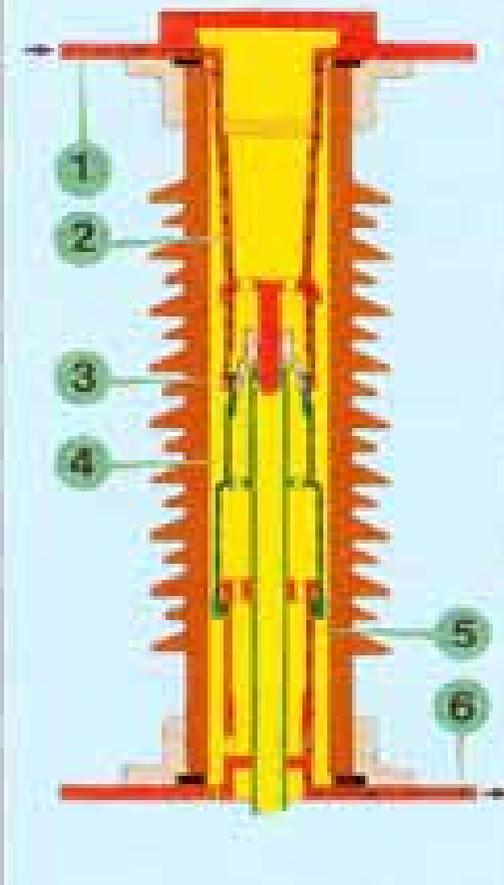
TIPOS DE INTERRUPTOR SEGÚN EL MEDIO DE EXTINCIÓN DEL ARCO

- Aire
- Gran volumen de aceite (GVA)
- Pequeño volumen de aceite (PVA)
- Hexafluoruro de azufre (SF₆)
- Vacío

TIPOS DE MANDO EN INTERRUPTOR

- Resorte o muelles
- Neumático o de aire comprimido
- Hidráulico

Fase 1: Interruptor cerrado



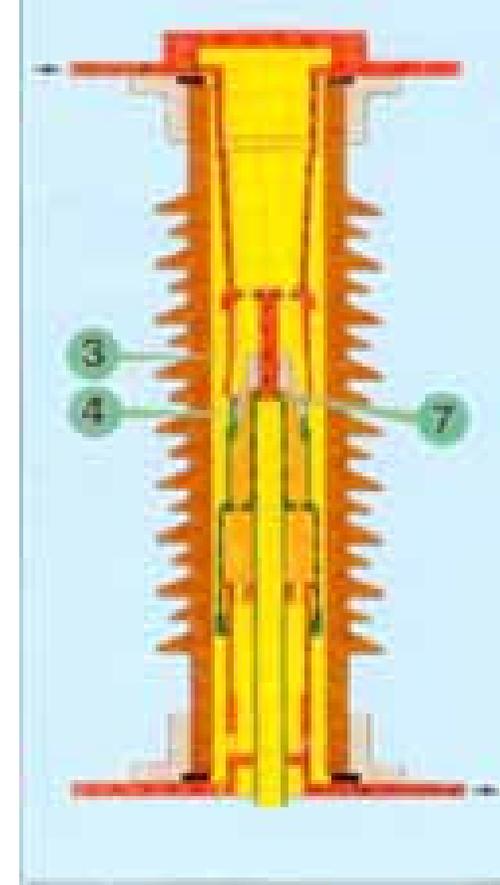
Contactos fijos principales

Contactos de arco

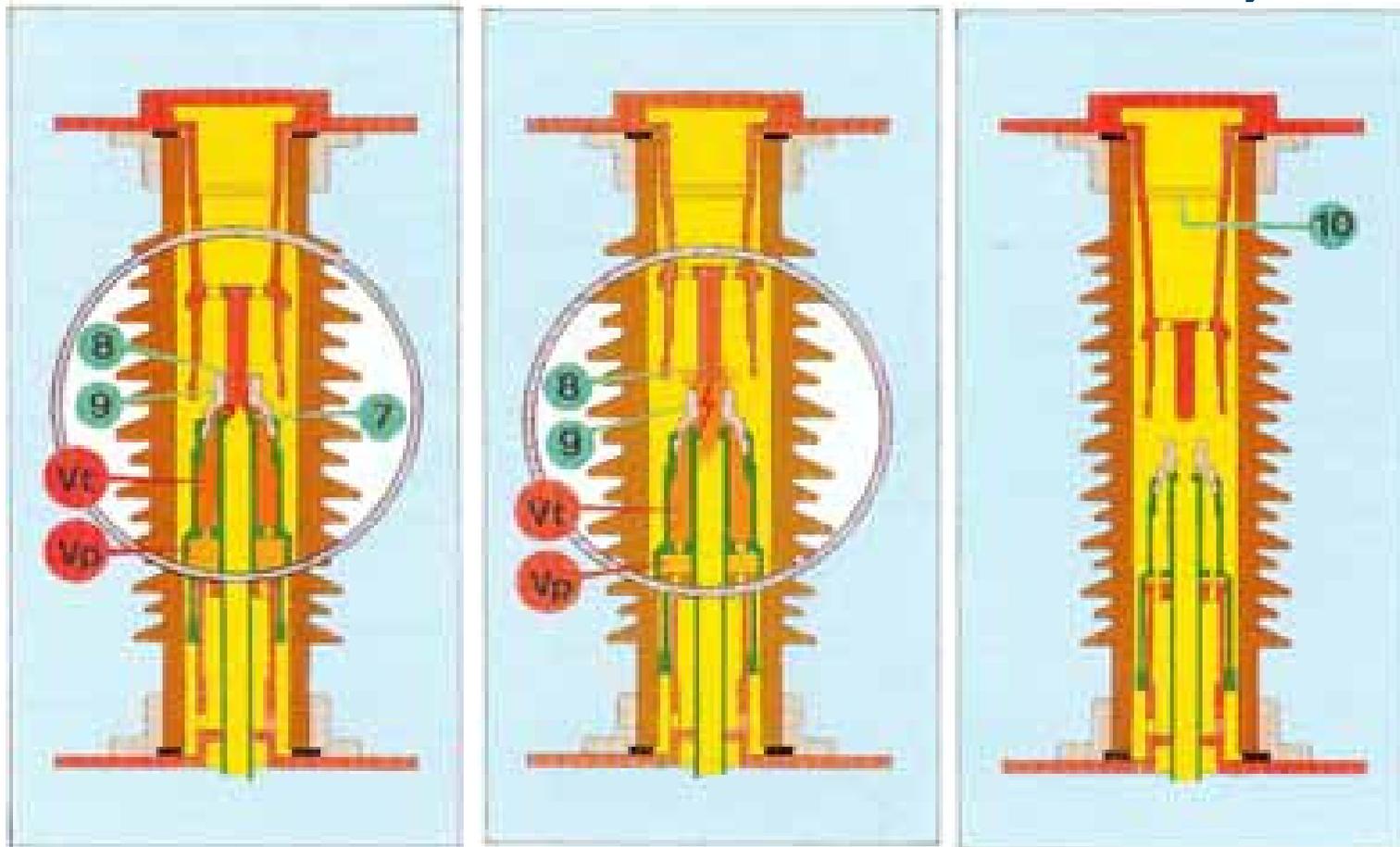
Contactos móviles

Gas presurizado

Fase 2: Inicio del arco



INTERRUPTORES. Extinción del arco



INTERRUPTORES. EXTINCION DEL ARCO DURANTE APERTURA



Campana presurizadora
Contactos fijos principales
Contactos de arco



INTERRUPTORES

- **CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL INTERRUPTOR**

- Tensión nominal de servicio (kV)
- Tensión de impulso tipo rayo (kV)
- Tension de maniobra (kV)
- Intensidad nominal de servicio
- Poder de corte (kA)
- Duración nominal del cortocircuito (s)
- Poder de cierre (kA)
- Tipo de extinción
- Tipo de mando
- Presión y masa del gas (bar y kg)
- Ciclo de maniobras: 0 – 0,3s – CO – 1m – CO
- Clase de temperatura
- Numero de maniobras e intensidades extinguidas para sustitución de elementos

INTERRUPTORES. Medios de extinción

Aire

- Basado en la desionización natural de los gases por la acción enfriadora. Sistema obsoleto.

Aceite

- Se descompone durante el arco por altas temperaturas y los gases producidos extinguen el arco por sus condiciones de presión y de circulación.

SF₆

- Mayor rigidez dieléctrica que el aceite. Se recompone después del arco.
- La extinción es mediante autosoplado.

Vacio

- La corriente se corta al primer paso por cero por aumentar rápidamente la rigidez dieléctrica. El arco formado es por la descomposición en vapores metálicos de los contactos del interruptor.

INTERRUPTORES

INTERRUPTORES DE ALTA TENSION DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE



INTERRUPTORES

INTERRUPTORES DE MEDIA TENSION DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE



Montaje en carro seccionable



Montaje en carro fijo



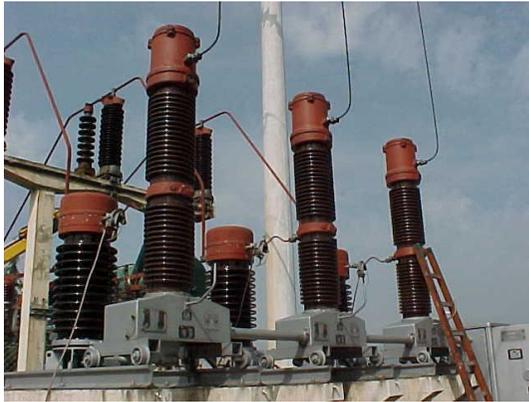
Montaje mural



Montaje exterior

INTERRUPTORES

INTERRUPTORES DE ALTA TENSION DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE



De una sola cámara de corte



Dos cámaras de corte



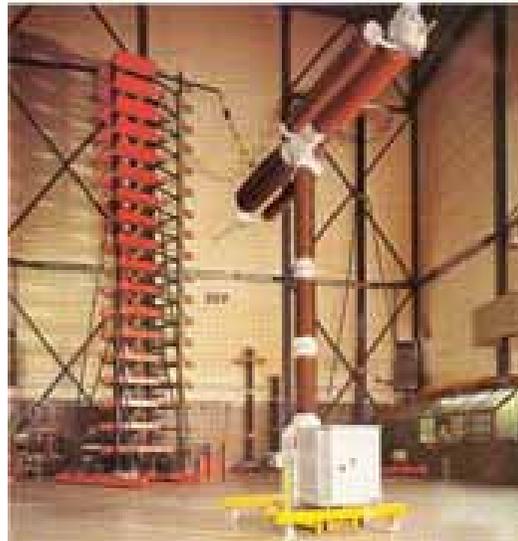
Cuatro cámaras de corte

INTERRUPTORES

INTERRUPTORES DE ALTA TENSION DE SF6



72,5 kV. Montaje exterior. TI's incorporados



400 kV. Exterior. Dos camaras de corte con resistencias de preinserción

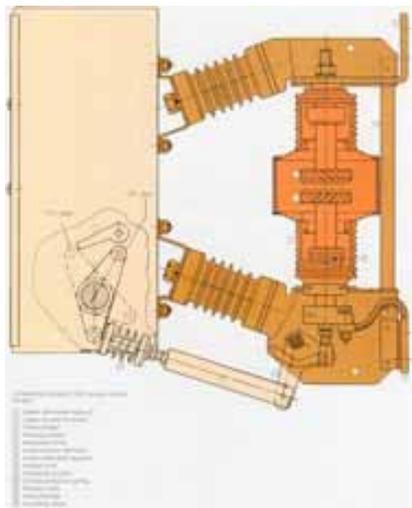


72,5 kV. Interior

INTERRUPTORES



INTERRUPTORES DE MEDIA TENSION DE VACIO



Montaje mural



Montaje en carro fijo o seccionable



Montaje en celda blindada

INTERRUPTORES. Mando por resorte

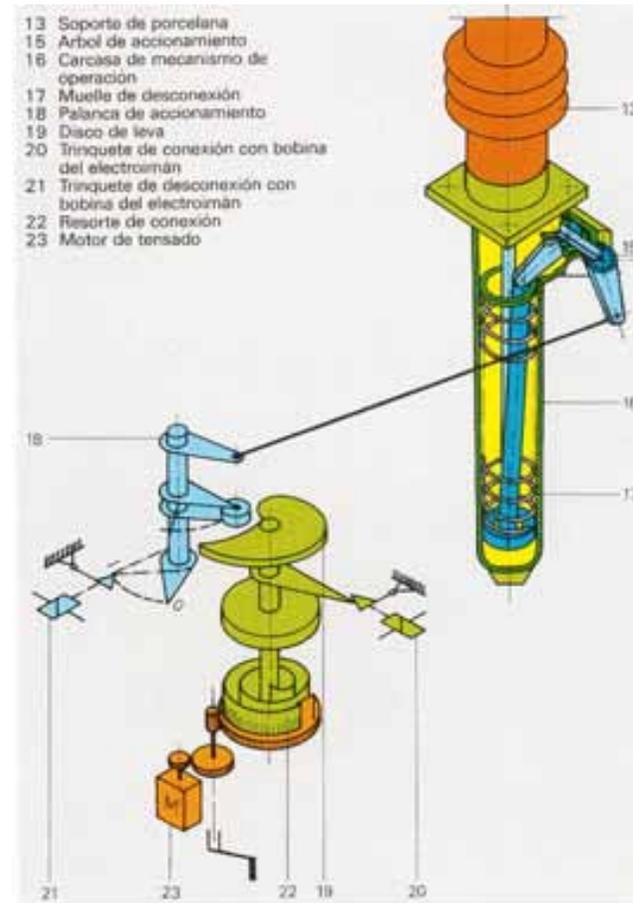
Maniobra de cierre:

Condición previa: resorte de cierre tensado (22)
Se energiza eléctricamente la bobina de cierre (20) que libera un trinquete permitiendo girar a la leva y transmitir la energía del resorte de cierre al contacto móvil del interruptor. El movimiento de cierre tensa el resorte de apertura

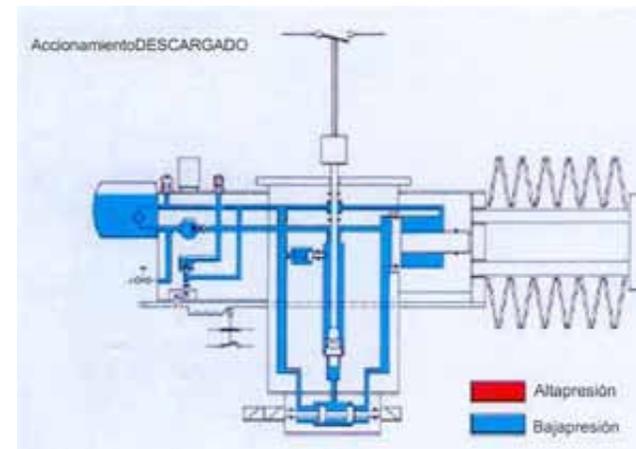
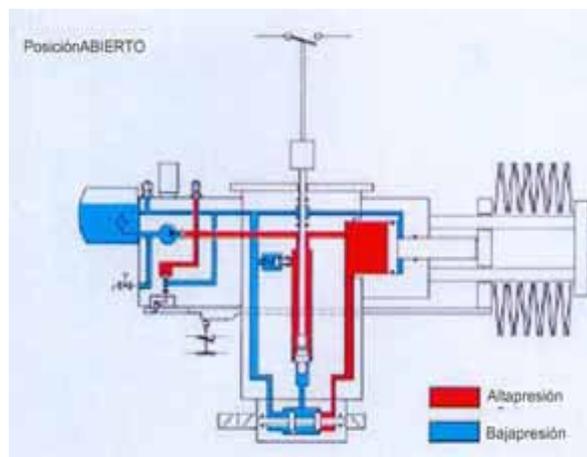
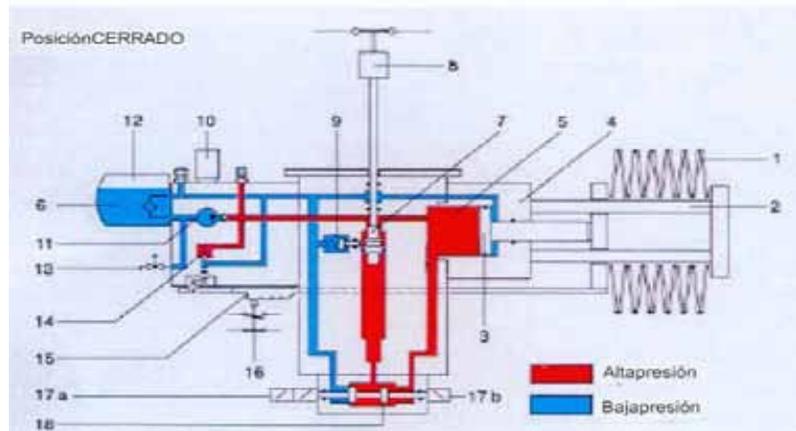
El resorte de cierre queda destensado después de una maniobra de cierre. Un motor eléctrico se encarga de volverlo a tensar en pocos segundos.

Maniobra de apertura:

Se energiza eléctricamente la bobina de apertura (21) que libera un trinquete permitiendo girar a la leva y transmitir la energía del resorte de apertura al contacto móvil del interruptor.



INTERRUPTORES. Mando Hidráulico



3

Transformadores de Medida

TRANSFORMADORES DE MEDIDA

DEFINICION:

Los transformadores de medida son los aparatos encargados de transformar las magnitudes primarias a medir en corrientes y tensiones moderadas en el secundario.

OBJETIVOS:

- 1. Aislar o separar los circuitos y aparatos de medida y protección de la Alta Tensión.**
- 2. Evitar perturbaciones electromagnéticas y reducir las corrientes de cortocircuito en los aparatos de medida.**
- 3. Obtener intensidades y tensiones proporcionales a las que se desea medir y transmitir las a los aparatos apropiados.**

CLASIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA:

- **Según la magnitud transformada:**

Trafos de intensidad
Trafos de tensión inductivos
Trafos de tensión capacitivos
Trafos combinados

- **Según la funcionalidad:**

Trafos de medida
Trafos de protección
Condensadores de acoplamiento

- **Según tipo de servicio:**

Interior
Exterior

- **Según el tipo de aislamiento interno:**

Seco o de resina
Papel-aceite
SF₆

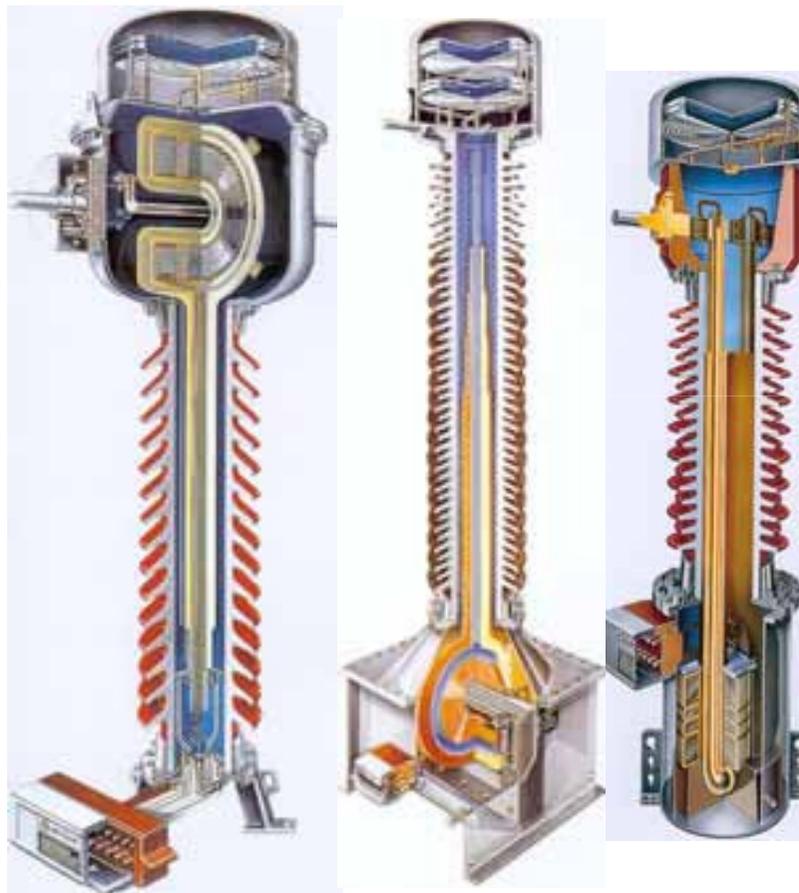
- **Según el tipo constructivo:**

Horquilla
Aguja
Intermedio
Invertido
Toroidal

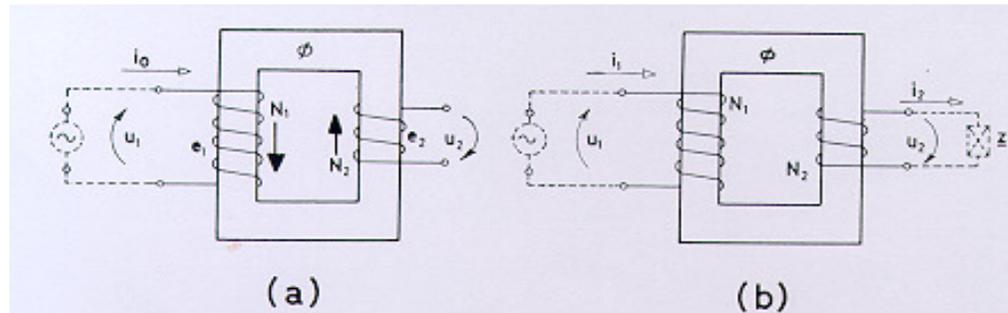
TRANSFORMADORES DE MEDIDA

COMPONENTES:

- Circuito eléctrico primario
- Circuito eléctrico secundario
- Circuito magnético
- Aislamiento externo
 - Porcelana, resina, composite
- Aislamiento interno
- Compensador de aceite
 - Colchón de nitrógeno, balón de gas, membrana de goma, fuelle metálico, bolsa de plástico,
- Accesorios
 - Toma capacitiva, Válvula de toma de muestras de aceite



TRANSFORMADORES DE MEDIDA. Principio de funcionamiento



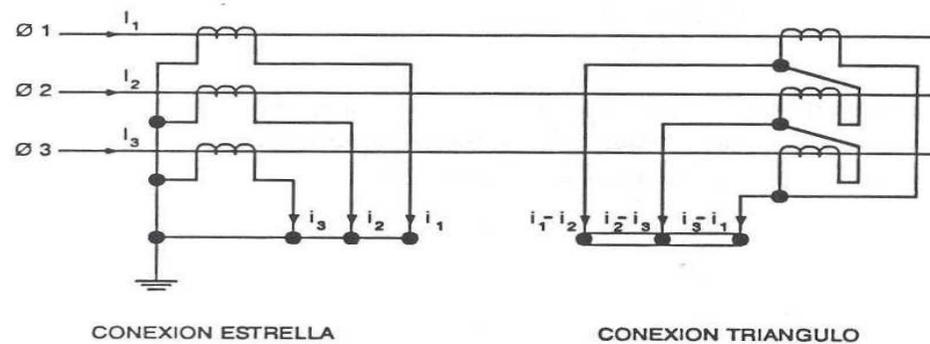
$$r_{tn} = \frac{U_{1,nominal}}{U_{2,vacio}} \approx \frac{N_1}{N_2} \approx \frac{I_2}{I_1}$$

Problemas en un transformador:

- Intensidad de excitación elevada (caso de trafo de intensidad con secundario abierto)
- Intensidad de cortocircuito de larga duración (caso de trafo de tensión con secundario cortocircuitado)

TRAFOS DE INTENSIDAD:

- Se conectan en SERIE con el circuito principal
- Por el primario circula la intensidad de línea
- Cada arrollamiento secundario está bobinado sobre su propio núcleo
- Los arrollamientos primarios permiten conseguir varias intensidades nominales variando la conexión del arrollamiento
- El devanado secundario no debe quedarse en circuito abierto



PARAMETROS PRINCIPALES TRAFOS INTENSIDAD

- Tensión nominal, tensiones de ensayo y frecuencia nominal
- Tipo de aislamiento (Interior/externo)
- Intensidad nominal primario / secundario
- Intensidad límite térmica: valor eficaz de la corriente primaria que soporta el transformador. $I_{ter} \rightarrow \sqrt{t} I_{cc}$ $t =$ duración de cortocircuito
- Intensidad límite dinámica: cresta de la primera semionda que puede soportar el transformador (2,5 veces I_{cc})
- Intensidad térmica permanente o de calentamiento (120 % I_n)
- Error de intensidad de fase / compuesto
- Clase de precisión
- Carga de precisión; valor en VA de carga conectada en el secundario con la que se garantiza la clase de precisión

CLASES DE PRECISIÓN

- Secundarios de medida: deben ser precisos para intensidades de carga pero se deben saturar para intensidades de cortocircuito con objeto de no dañar los aparatos que alimentan
- Secundarios de protección: deben ser precisos para intensidades de cortocircuito y la precisión importa menos para intensidades de carga

- Clase de precisión de un secundario de medida: limite del error de relación para la intensidad primaria nominal estando conectada la carga de precisión.
- Clase de precisión de un secundario de medida de gama extendida: limite del error de relación para una intensidad primaria entre el 20 y el 120 % de la nominal, estando conectada la carga de precisión.

Los valores de precisión se han de mantener entre 25-100 % de la carga de precisión

Ejemplos de clase de precisión de un secundario de medida: cl. 0.5, cl. 0.2S (extendida)

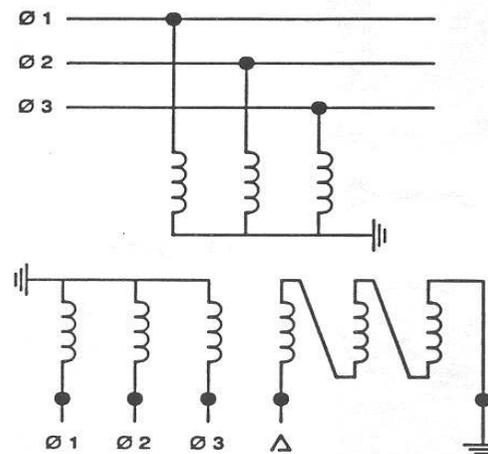
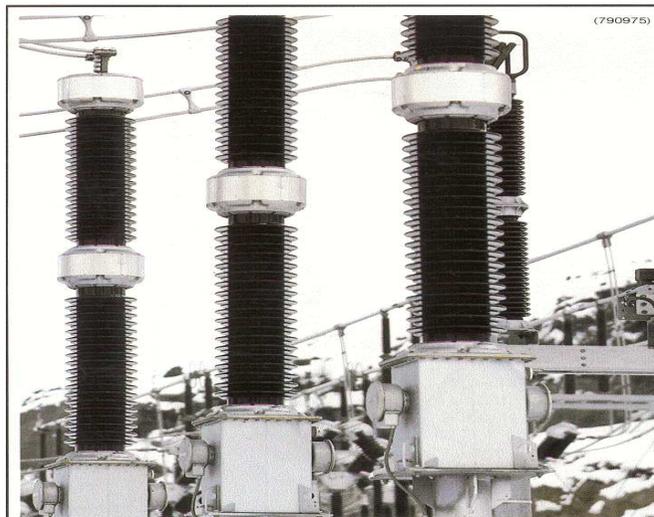
Para secundarios de protección:

- Intensidad límite de precisión nominal ILP : valor más elevado de la intensidad primaria para que el TI cumpla lo especificado en cuanto al error compuesto.
- Factor Limite de Precisión : $FLP = ILP / I1n$
- Clase de precisión de un secundario de protección: límite del error para la intensidad limite de precisión estando conectada la carga de precisión

Ejemplo de clase de precisión: cl. 5P20: error del 5 % hasta una intensidad 20 veces superior a la nominal

TRAFOS DE TENSION:

- Se conecta en PARALELO con el circuito principal
- Por el primario apenas circula intensidad
- Todos los arrollamientos secundarios están bobinados sobre el mismo núcleo
- El arrollamiento primario se pueden conectar: **Conexión fase-tierra** y **Conexión fase-fase**



PARAMETROS PRINCIPALES TRAFOS TENSION:

- Tensión nominal primario
- Tensión nominal secundario
- Factor de tensión o de sobretensión
- Tensiones de ensayo
- Forma de conexión (fase-fase o fase-tierra)
- Frecuencia nominal
- Tipo de aislamiento (Interior/externior)
- Error de tensión (o error de relación) / Error de fase
- Potencia de secundario
- Clase de precisión

CLASE DE PRECISION TRAFOS DE TENSION

- Clase de precisión (Medida). Limite del error de relación para cualquier tensión entre el 80-120% de la tensión nominal y para cualquier carga entre 25-100 % de la carga de precisión.

Ejemplos de clase de precisión: cl. 0.2

- Clase de precisión (Protección). Limite del error de relación para cualquier tensión entre 5 % de la tensión nominal y la tensión correspondiente al factor de tensión. Al 2 % de la tensión nominal, los errores admisibles son el doble.

Ejemplo de clase de precisión: cl. 3P

CONEXIÓN TRAFOS DE TENSIÓN

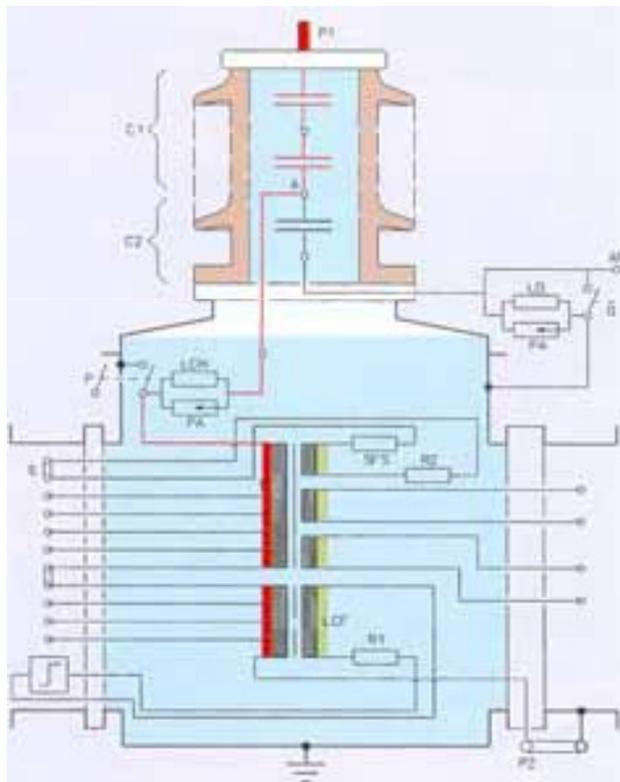
Conexión fase-tierra



Conexión fase-fase



TRAFOS DE TENSION CAPACITIVOS



ASPECTOS PRACTICOS DE LOS TRAFOS DE TENSION:

- **Funcionamiento del T.T. en cortocircuito:**

Cuando el circuito secundario esta en cortocircuito, la intensidad secundaria está limitada unicamente por la impedancia interna del T.T. Lo que implica que la carga sea superior a la carga admisible por el equipo, produciendose calentamientos superiores a los admisibles.

- **Ferroresonancia:**

Es un fenómeno oscilatorio que genera sobretensiones importantes debido al acoplamiento LC entre el T.T. y la Red. (es mas frecuente en el caso de T.T. Capacitivos). En el caso de T.T. Inductivos prácticamente se elimina conectando uno de los circuitos secundarios en triángulo abierto y cargado por una resistencia del valor adecuado (entre 25 -50 Ohmios).

- **Caída de tensión en el circuito de tensión:**

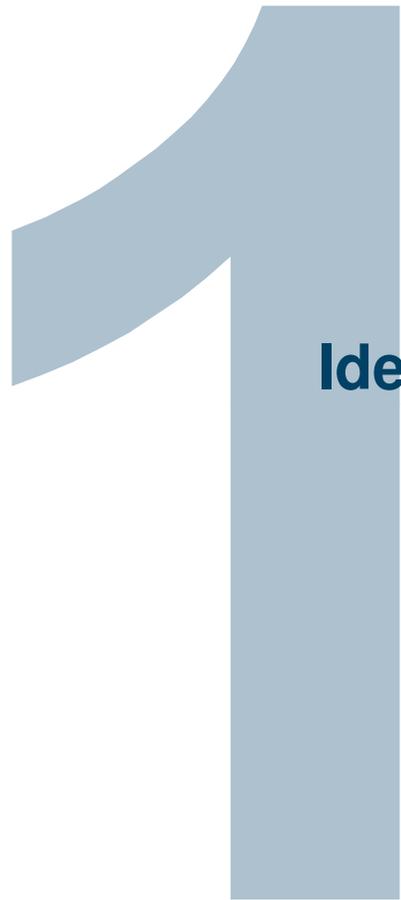
En el dimensionado de la sección del conductor hay que tener en cuenta la caída de tensión producida en el cable hasta el equipo de medida o protección

3. CRITERIOS DE DISEÑO DE UNIFILARES DE SUBESTACIONES

INDICE

- 1. Ideas generales**
- 2. Diseños típicos**
- 3. Factores a considerar**
- 4. Resumen pros-contras**





Ideas Generales

IDEAS GENERALES



- El esquema más fiable es aquel que implementa con menos elementos, lo que redundará en la reducción de tasas de fallos.
- Explotación de la red: mallada/radial.
- Vigilancia potencia de cortocircuito → uso de acoplamientos.
- Posibilidad de hacer tareas de mantenimiento sin pérdida de mercado.
- Posibilidad de ampliación sin pérdida de servicio.
- Interdependencia sistema de protección, control y enclavamientos
- Requisitos espaciales de implantación

IDEAS GENERALES

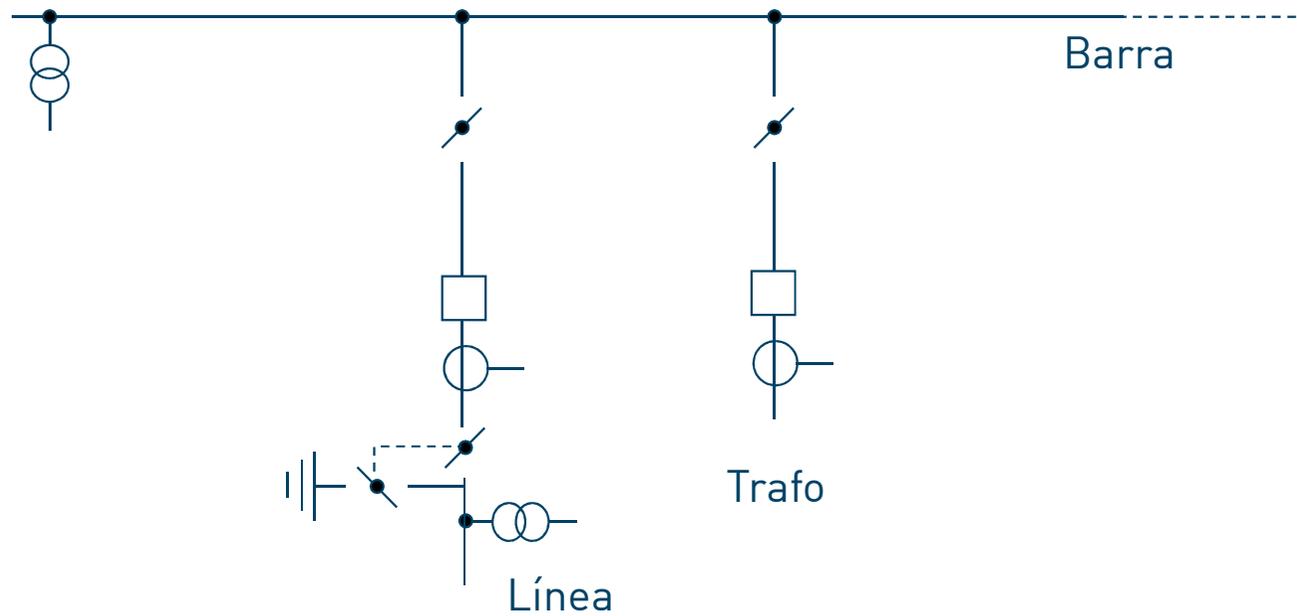


- Partiendo de esquemas sencillos, es posible aumentar la flexibilidad de operación/explotación añadiendo acoplamientos:
 - Longitudinales → posibilidad de ampliar la instalación manteniendo el servicio en parte de la subestación.
 - Transversales → posibilidad de mantener servicio de la instalación en caso de indisponibilidad de una barra.
- **Red de transporte y reparto** → explotación MALLADA → NO son admisibles configuraciones en barra simple o barra doble SIN acoplamiento.
- **Red de distribución** → explotación RADIAL → son admisibles configuraciones en barra simple o barra doble SIN acoplamiento.
- **La configuración en anillo es muy excepcional por su complejidad en el sistema de control, enclavamientos y mantenimiento.**



Diseños Típicos

DISEÑOS TÍPICOS. 1) SIMPLE BARRA



DISEÑOS TÍPICOS. 2.1) SIMPLE BARRA CON BY-PASS EN SALIDA



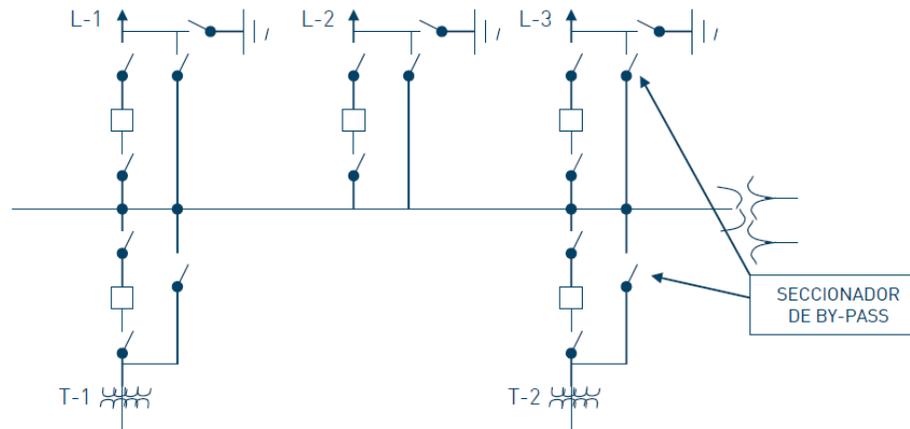
2. Barras simples con seccionador de by-pass en salida: todos los circuitos conectados a una única barra, pero en paralelo con cada módulo se instala un seccionador llamado by-pass

Ventajas:

- Las mismas del caso anterior, pero además ya no se deberá poner fuera de servicio toda la instalación para la revisión de los equipos conectados a las barras

Desventajas:

- Mientras el servicio esté por by-pass, la instalación queda sin protecciones y en el caso de perturbaciones dispararán los interruptores adyacentes a los de cabecera de los circuitos alimentadores

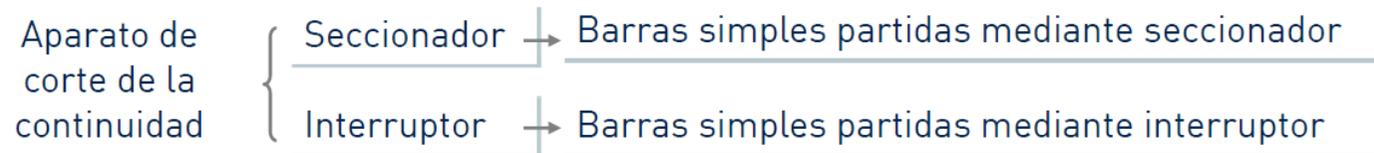


102

DISEÑOS TÍPICOS. 2.2) SIMPLE BARRA PARTIDA



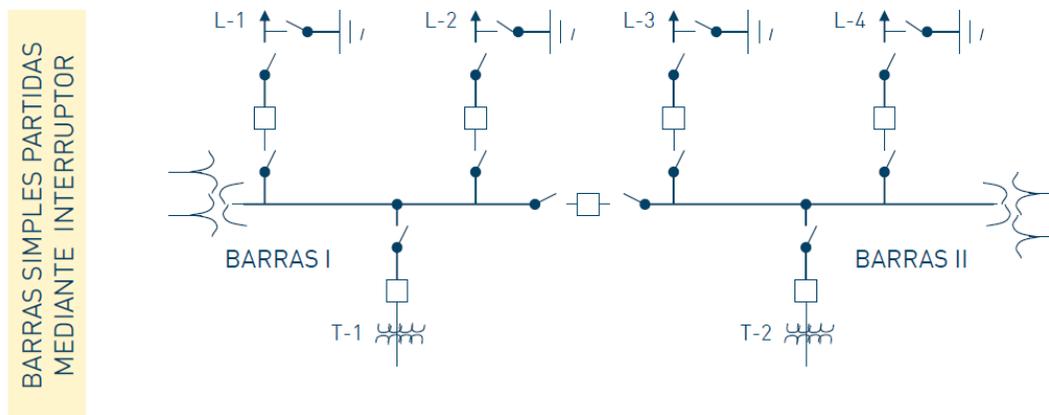
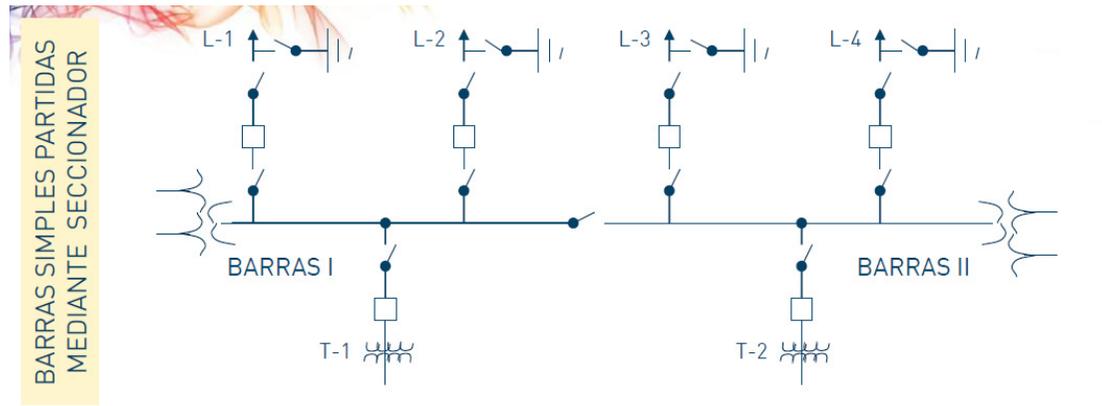
Barras simples partidas: consiste en interrumpir la continuidad de la barra mediante un aparato de corte



Ventajas:

1. Mediante esta solución pueden separarse las fuentes alimentadoras
2. Una revisión de un equipo conectado a barras dejaría sin servicio el 50% de la instalación
3. Mediante automatismos adecuados puede hacerse que en el caso de quedarse sin servicio el circuito alimentador de una semibarra, se cierre el interruptor de acoplamiento

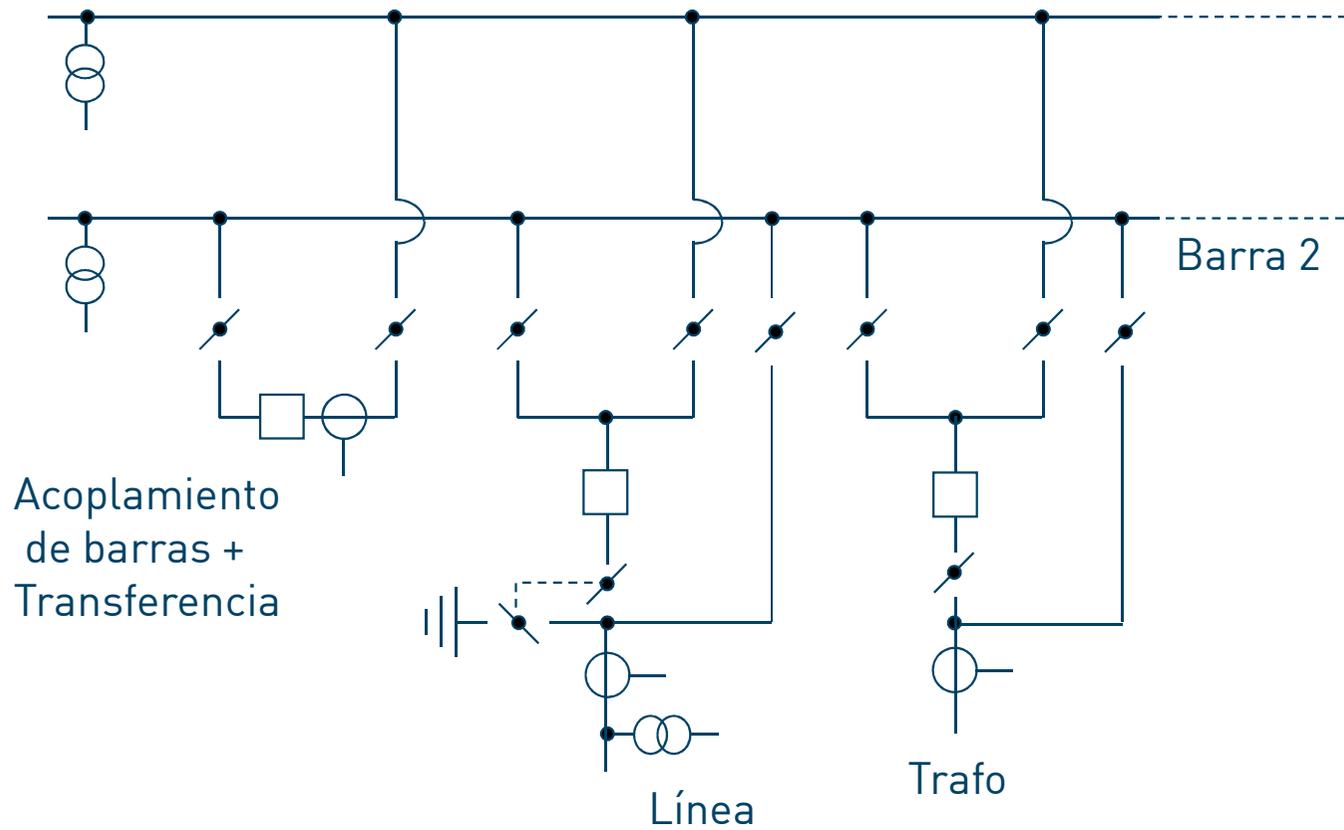
DISEÑOS TÍPICOS. 2.3) SIMPLE BARRA PARTIDA



DISEÑOS TÍPICOS. 4) DOBLE BARRA CON TRANSFERENCIA

Barra 1

Barra 2

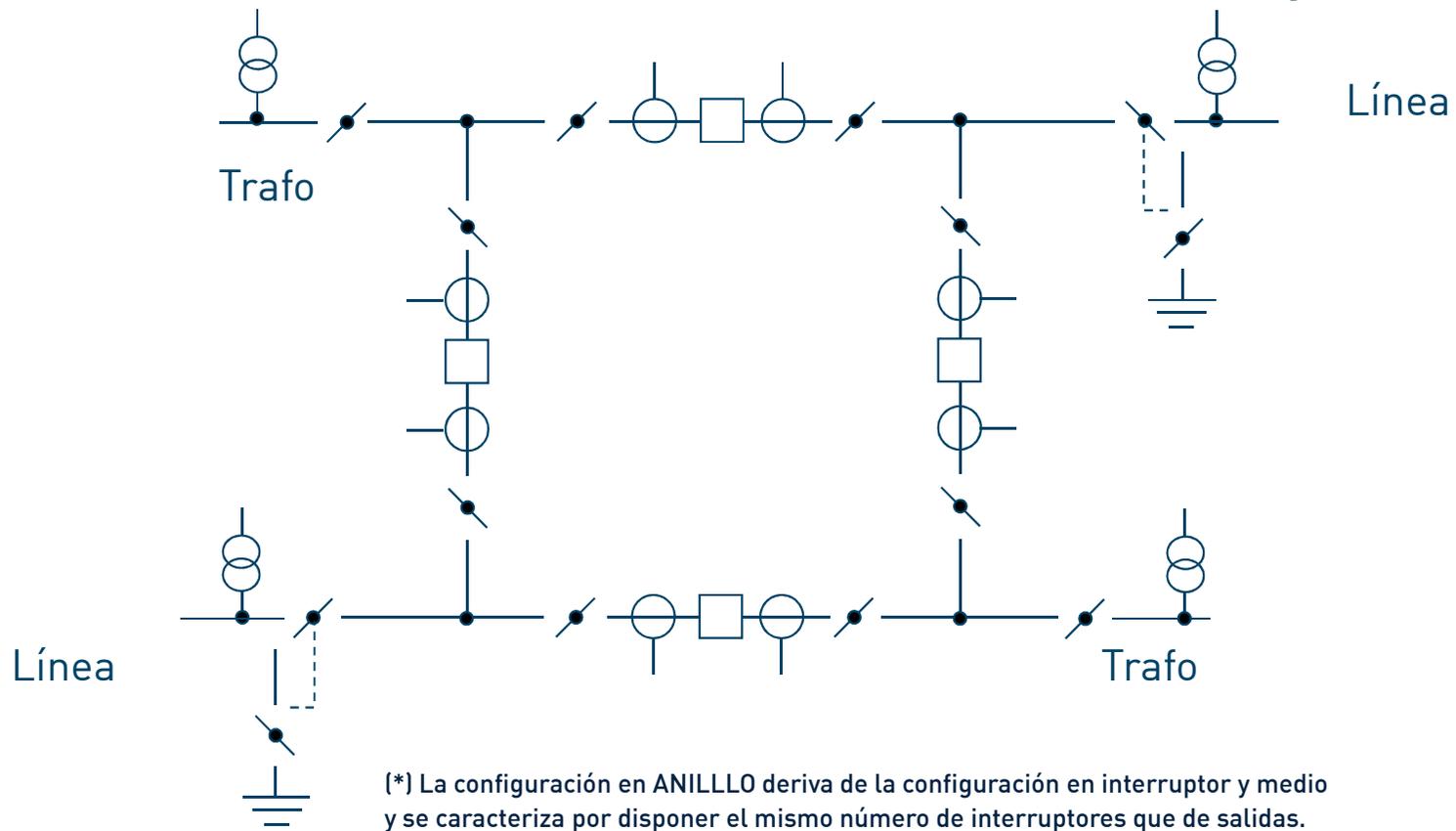


Acoplamiento
de barras +
Transferencia

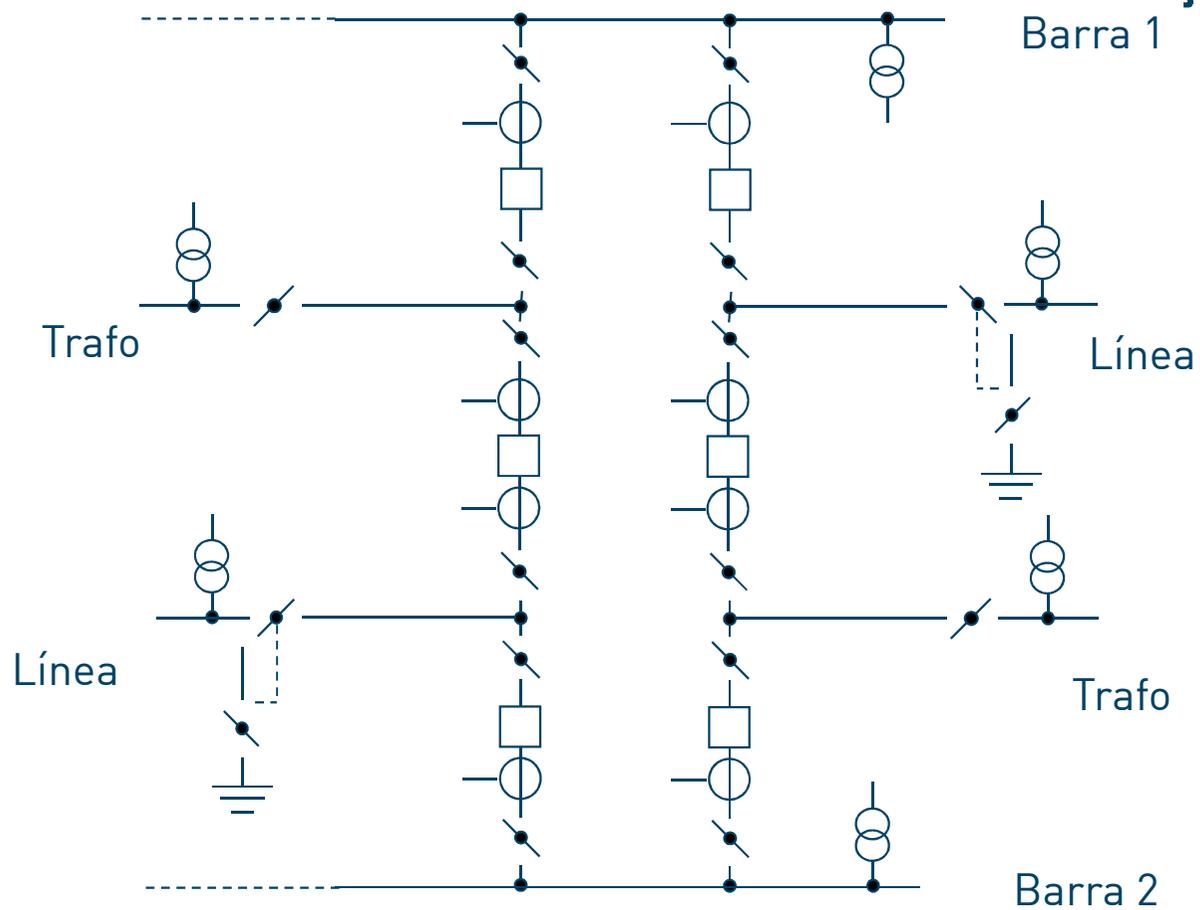
Línea

Trafo

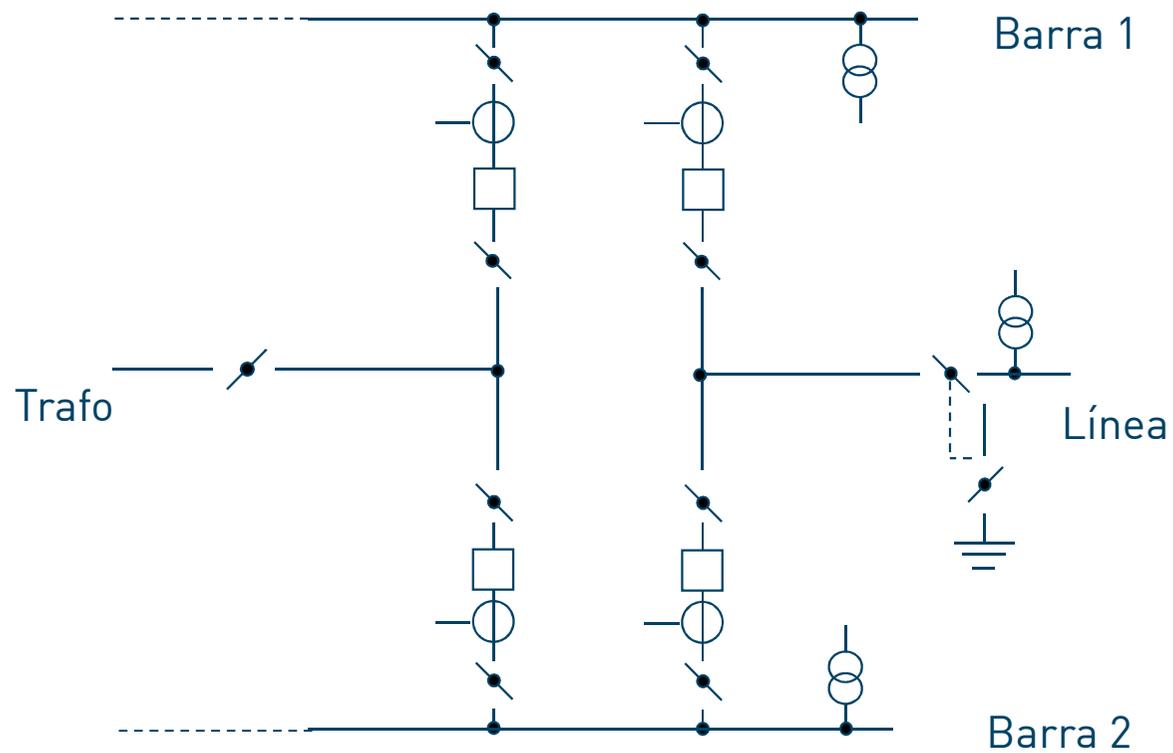
DISEÑOS TÍPICOS. 5) ANILLO



DISEÑOS TÍPICOS. 6) INTERRUPTOR Y MEDIO



DISEÑOS TÍPICOS. 7) DOBLE INTERRUPTOR



3

Factores a considerar

FACTORES A CONSIDERAR



- Eliminación de faltas en la red
 - Eliminación con fallo de interruptor
 - Eliminación con fallo (múltiple) de protección
 - Probabilidad. Desconexiones necesarias
 - Consecuencias en ulteriores sobrecargas
 - Consecuencias en la estabilidad
- Eliminación de faltas en la subestación
 - Faltas en barras. Faltas en ubicaciones singulares
 - Probabilidad. Desconexiones necesarias
 - Consecuencias en ulteriores sobrecargas
 - Consecuencias en la estabilidad
- Mantenimiento del aparellaje
- Ampliación de nuevas posiciones
- Tasa de averías
- Fiabilidad de las protecciones.
- Desgaste del aparellaje en maniobra de equipos de conmutación frecuente
- Inversión y gastos operativos
- Requerimientos de explotación

ELIMINACIÓN DE FALTAS. CRITERIO N-1



Criterio N-1 de Planificación y Explotación de Redes: _

La desconexión de un solo elemento de la red, en cualquier momento de la explotación, no debe dar lugar a:

- Sobrecarga en ningún otro elemento, por encima de los límites definidos
- Tensiones y/o frecuencia fuera de límites

Las barras de subestación no suelen incluirse como “elemento”, a estos efectos.

No obstante es lógico perseguir en el diseño el mínimo efecto para el sistema de una falta en cualquier punto de una subestación.

Ello incluye analizar la falta en barras y en las “ubicaciones singulares”

ELIMINACIÓN DE FALTAS EN RED. TIEMPO CRÍTICO DE ELIMINACIÓN

Tiempo crítico de eliminación de faltas (T_{CE}) en un punto del sistema de potencia:

Tiempo que el sistema puede soportar, en ese punto, una falta, sin que:

- Se produzca pérdida de sincronismo de unas barras con respecto a otras
- Se desencadene una pérdida de generación mayor que un límite postulado
- Se desencadene el fraccionamiento automático de la red interconectada

El diseño de subestación tiene mucha influencia en la probabilidad y en la duración de las faltas en sus diversos puntos, así como en las desconexiones necesarias para su eliminación.

El T_{CE} en un nudo es, pues, función del diseño de subestación adoptado.

4

Resumen pros-contras

1) SIMPLE BARRA.. PROS Y CONTRAS



PROS

- Gran sencillez de explotación.
- Eliminación de faltas en red requiere una sola apertura de interruptor.
- Mínima tasa de averías.
- Máxima fiabilidad de las protecciones.
- Mínimo desgaste del aparellaje en posiciones de maniobra frecuente.
- Mínima inversión y gasto operativo.

CONTRAS

- Eliminación de faltas en red, con fallo de interruptor supone indisponibilidad total
- Eliminación de faltas en barra supone indisponibilidad total
- Mantenimiento del aparellaje requiere indisponibilidad del elemento asociado y en algunos casos total de BARRAS
- Ampliación requiere indisponibilidad total

2) SIMPLE BARRA CON TRANSFERENCIA.. PROS Y CONTRAS



PROS

- Eliminación de faltas en red requiere una sola apertura de interruptor
- Mantenimiento del aparellaje con disponibilidad del elemento asociado
- Mínimo desgaste del aparellaje en posiciones de maniobra frecuente

CONTRAS

- Eliminación de faltas en red, con fallo de interruptor supone indisponibilidad total
- Eliminación de faltas en barra supone indisponibilidad total
- Ampliación requiere indisponibilidad total
- Tasa de averías mayor que 1)
- Fiabilidad de las protecciones menor que 1)
- Inversión y gasto operativo mayor que 1)

3) DOBLE BARRA. PROS Y CONTRAS



PROS

- Se puede pasar el servicio de una a otra sin corte, reparto de cargas entre las dos cargas, pérdida de circuito alimentador solo afecta a posiciones asociadas a esa barras
- Eliminación de faltas en red requiere una sola apertura de interruptor
- Eliminación de faltas en red, con fallo de interruptor supone indisponibilidad parcial
- Eliminación de faltas en barra supone indisponibilidad parcial
- Fallo interruptor línea o trafo puede suplirlo el interruptor de acoplamiento.
- Ampliación/mantenimiento con plena disponibilidad
- Fiabilidad de las protecciones mejor que 2)
- Mínimo desgaste del aparellaje en posiciones de maniobra frecuente

CONTRAS

- Mantenimiento del aparellaje con indisponibilidad del elemento asociado
- Tasa de averías similar a 2)
- Inversión y gasto operativo similar a 2)

4) DOBLE BARRA CON TRANSFERENCIA. PROS Y CONTRAS



PROS

- Se puede pasar el servicio de una a otra sin corte, reparto de cargas entre las dos barras, pérdida de circuito alimentador solo afecta a posiciones asociadas a esa barras
- Eliminación de faltas en red requiere una sola apertura de interruptor
- Eliminación de faltas en red, con fallo de interruptor supone indisponibilidad parcial
- Eliminación de faltas en barra supone indisponibilidad parcial
- Mantenimiento del aparellaje con disponibilidad del elemento asociado
- Ampliación/Mantenimiento con plena disponibilidad
- Mínimo desgaste del aparellaje en posiciones de maniobra frecuente

CONTRAS

- Maniobras complicadas
- Tasa de averías mayor que 3)
- Fiabilidad de las protecciones menor que 3)
- Inversión y gasto operativo mayor que 3)

5) ANILLO. PROS Y CONTRAS



PROS

- Flexibilidad en el reparto de cargas
- Eliminación de faltas en red, con fallo de interruptor supone indisponibilidad del elemento contiguo
- No existe barra a efectos de eliminación, no necesita interruptor de acoplamiento
- Mantenimiento del aparellaje con disponibilidad del elemento asociado
- Tasa de averías comparable a 3)
- Fiabilidad de las protecciones comparable a 3)

CONTRAS

- Eliminación de faltas en red requiere apertura de dos interruptores
- Máxima dificultad de ampliación
- Máximo desgaste del aparellaje en posiciones de maniobra frecuente
- Inversión y gasto operativo mayor que 3)

6) INTERRUPTOR Y MEDIO. PROS Y CONTRAS



PROS

- Flexibilidad en el reparto de cargas
- Eliminación de faltas en red, con fallo de interruptor supone menor indisponibilidad adicional que 5)
- Eliminación de faltas en barra sin indisponibilidad
- Mantenimiento del aparellaje con disponibilidad del elemento asociado
- Fácil ampliación

CONTRAS

- Eliminación de faltas en red requiere apertura de dos interruptores
- Tasa de averías mayor que 3)
- Fiabilidad de las protecciones inferior a 3)
- Máximo desgaste del aparellaje en posiciones de maniobra frecuente
- Inversión y gasto operativo mayor que 5)

7) DOBLE INTERRUPTOR. PROS Y CONTRAS



PROS

- Eliminación de faltas en red, con fallo de interruptor sin indisponibilidad adicional
- Eliminación de faltas en barra sin indisponibilidad
- Mantenimiento del aparellaje con disponibilidad del elemento asociado
- Fácil ampliación
- Moderado desgaste del aparellaje en posiciones de maniobra frecuente

CONTRAS

- Eliminación de faltas en red requiere apertura de dos interruptores
- Tasa de averías similar a 6)
- Fiabilidad de las protecciones similar a 6)
- Máxima inversión y gasto operativo

4. TECNOLOGIA DE SUBESTACIONES



Tipos y tecnologías de subestaciones:

✓ **SUBESTACIONES CONVENCIONALES (AIS):**

- _Montaje individual equipos y en intemperie
- Grandes superficies de implantación
- Elevado impacto medioambiental
- Coste equipos reducido



Tipos y tecnologías de subestaciones:

✓ **SUBESTACIONES CONVENCIONALES (AIS) - MODULARES:**

- Estructura metálica común, ensamblada y probada de fábrica
- Reducción de espacio
- Ahorro en el tiempo y costes de ingeniería, montaje y puesta en servicio



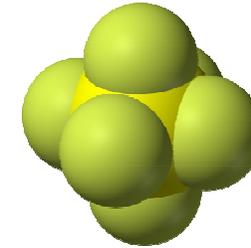
Tipos y tecnologías de subestaciones:

**✓ SUBESTACIONES CONVENCIONALES (AIS) –
PARQUES MT:**



El Hexafluoruro de Azufre (SF₆):

- Gas inerte, 5 veces más pesado que el aire, no tóxico ni inflamable, pero asfixiante.
- Excelentes estabilidades química y térmica, pero al exponerlo a elevadas temperaturas (como las producidas por los arcos eléctricos), se descompone dando lugar a productos tóxicos los cuales pueden ser muy corrosivos en presencia de humedad.
- Rigidez dieléctrica 3 veces superior a la del aire a presión atmosférica; a 2,5 bar es 6 veces superior y a 4 bar es 12 veces superior (en subestaciones blindadas su presión relativa de servicio es 6-7 bar).
- Elevada conductividad térmica - excelente medio extintor del arco eléctrico (el tiempo de apagado de un arco en SF₆ es unas 170 veces menor que en el aire).



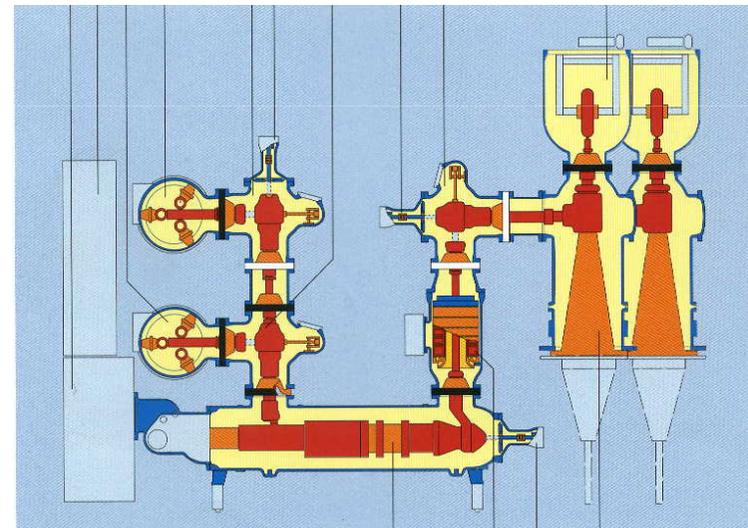
Tipos y tecnologías de subestaciones:

✓ SUBESTACIONES BLINDADAS (GIS):

- Enorme reducción de espacio
- Montaje en edificios sin impacto visual externo
- Elevada fiabilidad de los equipos (debido al alto grado de integración entre los equipos y la envolvente protectora)
- Dificultad de restablecimiento ante averías
- Coste elevado

Tipos y tecnologías de subestaciones:

✓ **SUBESTACIONES BLINDADAS (GIS):**



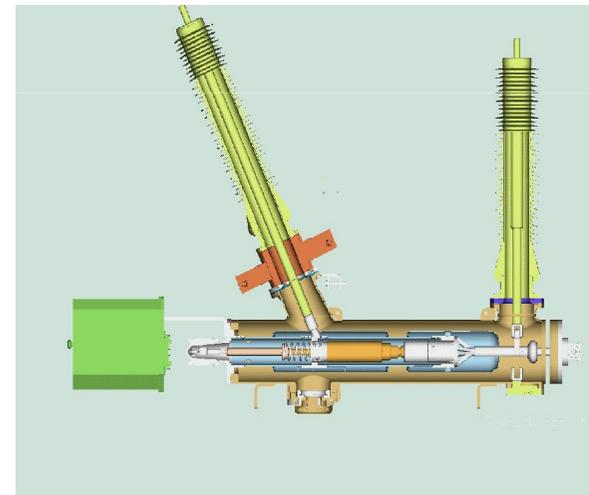
Tipos y tecnologías de subestaciones:

✓ **SUBESTACIONES HIBRIDAS (HIS):**

- Integración de una parte de la aparamenta (seccionadores, interruptor y transformadores de intensidad) de una misma posición, bajo una envolvente blindada, pero manteniendo los embarrados y la propia disposición de la subestación en un montaje intemperie.
- Equilibrio entre la necesidad de espacio y el coste de la instalación
- Implantación en nuevas subestaciones y ampliación de existentes en entornos rurales.

Tipos y tecnologías de subestaciones:

✓ **SUBESTACIONES HIBRIDAS (HIS):**



EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA

Según aparellaje empleado para la implementación de la instalación:

- ✓ Subestaciones CONVENCIONALES (AIS) → aislamiento aire → instalaciones de intemperie.
- ✓ Subestaciones HÍBRIDAS (HIS) → aislamiento partes activas en SF₆ y aislamiento zonas pasivas aire → instalaciones de intemperie
- ✓ Subestaciones BLINDADAS (GIS) → aislamiento SF₆ → instalaciones de interior (superficie o subterráneas).

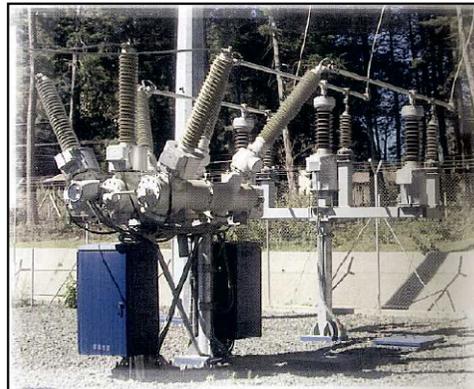
Evolución de la tecnología en subestaciones



Posición de línea AIS 220 kV dimensiones:
(A x F x H) 12 x 30 x 10 m



Posición de línea GIS 220 kV dimensiones:
(A x F x H) 1,50 x 4,70 x 3,50 m



Posición de línea HIS 132 kV dimensiones: (A x F x H) 9,00 x 7,00 x 8,50 m

TECNOLOGIA SUBESTACIONES



EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA



DIMENSIONES TÍPICAS

(Ancho x Fondo x Altura)

Ej.: Posición de línea

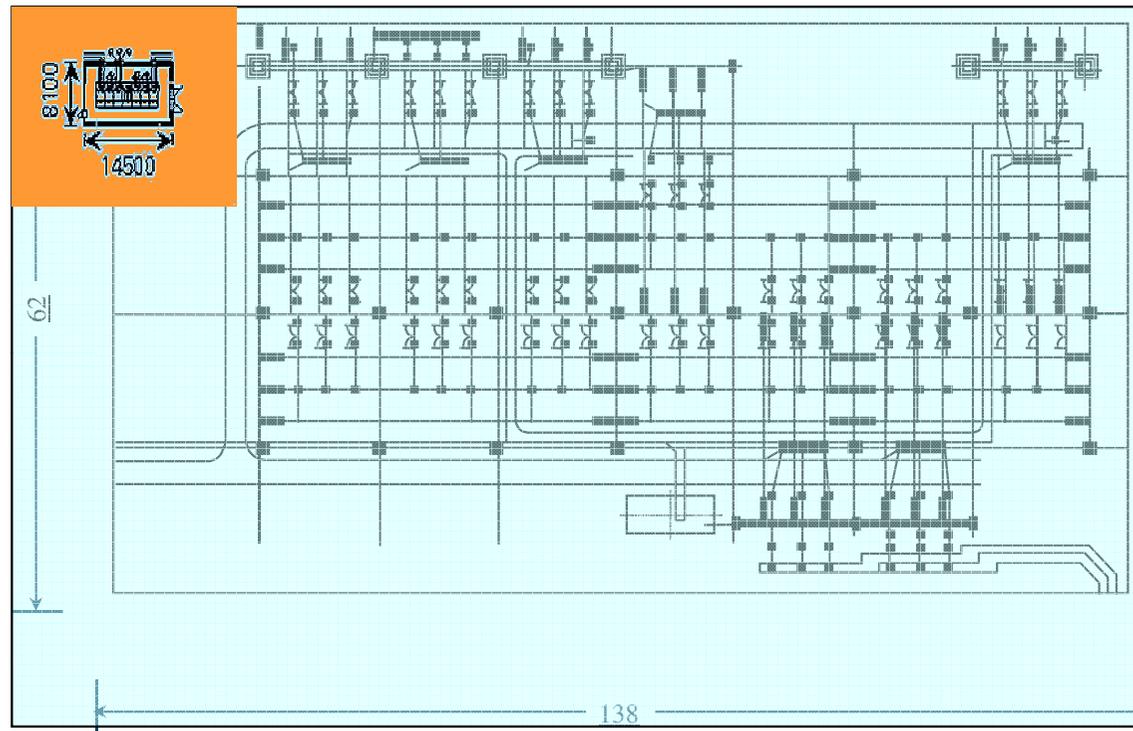
AIS (220 kV): 12 x 30 x 10 m

HIS (132 kV): 9 x 7 x 8,5 m

GIS (220 kV): 1,5 x 4,7 x 3,5 m

REDUCCIÓN GLOBAL DE DIMENSIONES → Posibilidad de “compactar” las instalaciones → minimizar impacto visual → aumentar fiabilidad (garantía de calidad desde origen)

EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA



Requisitos dimensionales para la implantación del parque AT en una subestación 220 kV con tecnología convencional y blindada

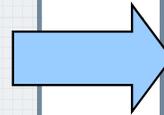
EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA

CONCEPTO	SOLUCIÓN		
	AIS	HIS	GIS
Ocupación de superficie	☹	☺	☺
Reutilización de edificios	☹	☹	☺
Fiabilidad de los equipos	☹	☺	☺
Impacto visual	☹	☺	☺
Tiempo de reposición	☺	☺	☹

EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA

Innovaciones en la tecnología blindada

- Paso de aislamiento monofásico a trifásico
- Paso de aislamiento aire a SF₆ y uso de la tecnología de corte en vacío en lugar de corte en SF₆ (MT)
- Desarrollo de la tecnología del cable aislado



Consecuencias

- Mayor integración en las instalaciones
- Mejor adaptabilidad al entorno
- Mejor adecuación a la demanda al ser posible llegar más cerca del consumo

EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA

- **AISLAMIENTO TRIFÁSICO vs AISLAMIENTO MONOFÁSICO 220 kV**



**GIS ABB 220 kV. Aislamiento monofásico
(A x F x H) 1,70 x 6,25 x 3,75 m**



**GIS SIEMENS 220 kV. Aislamiento trifásico
Barras (A x F x H) 1,50 x 4,70 x 3,50 m**

EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA

- Aislamiento aire y corte en SF6 vs aislamiento SF6 y corte en vacío en MT



Posición de línea ISOWAT- ABB
dims. (A x F x H) 0,80 x 2,75 x 3,20 m



Posición de línea ISOWAT- SIEMENS
dims. (A x F x H) 0,60 x 1,85 x 2,60 m

TECNOLOGIA SUBESTACIONES

Subestación Vallecas 220 - 45 - 15 kV

1970



2005



TECNOLOGIA SUBESTACIONES



Subestación Hortaleza 220 - 45 - 15 kV



1980



2003

TECNOLOGIA SUBESTACIONES



Subestación Mediodía 220/15 kV

TECNOLOGIA SUBESTACIONES



Subestación Mediodía 220/15 kV

5. CELDAS GIS DE AT



SUBESTACIONES BLINDADAS



SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS (SF₆)

- Instalación de alta tensión formada por elementos aislados en SF₆ dentro de una envolvente metálica, con unas dimensiones reducidas.

GIS (GAS INSULATED SWITCHGEAR)

SUBESTACIONES BLINDADAS



VENTAJAS:

- Necesita poco espacio
- Gran fiabilidad
- Solución ideal para una planificación estética urbana o en condiciones de impacto ambiental grave.
- Menor mantenimiento

INCONVENIENTES:

- Coste más elevado
- Mayor dependencia del fabricante
- Tiempo mayores de indisponibilidad en caso de fallo.
- Gas contaminante

SUBESTACIONES BLINDADAS

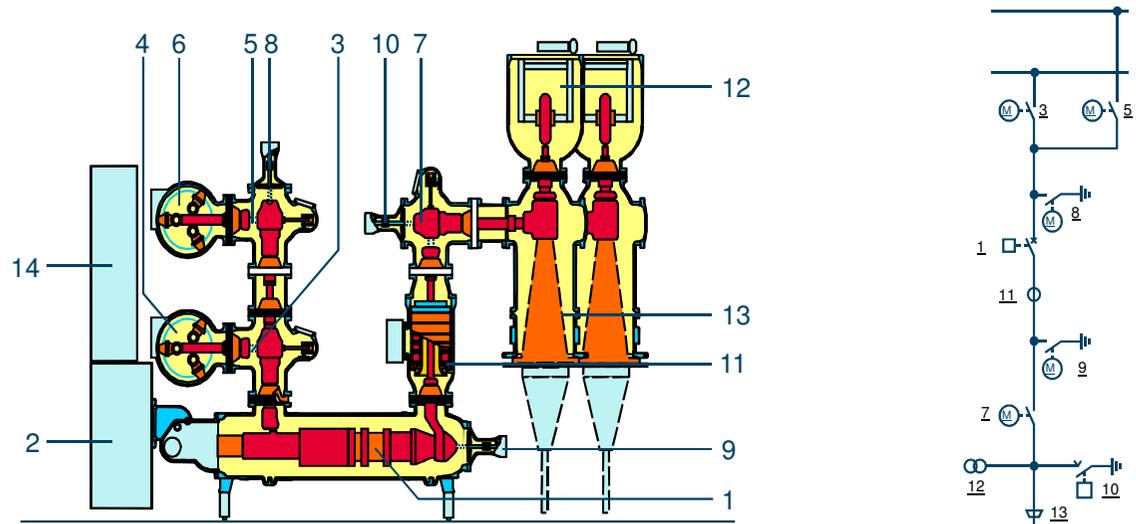
Celda tipo GIS SIEMENS 8DN9 220 kV

- Voltaje nominal hasta 245 kV
- Frecuencia nominal 50 / 60 Hz
- Tensión de prueba a baja frecuencia (1 min) hasta 460 kV
- Tensión de prueba de impulso por rayo (1,2/50 μ s) hasta 1050 kV
- Corriente nominal del bus hasta 3150 A
- Corriente nominal del alimentador hasta 3150 A
- Corriente nominal de corta duración (1 seg.) hasta 50 kA
- Corriente nominal de interrupción c.c. hasta 50 kA
- Hermeticidad por año y por compartimiento de gas $\leq 0,5$ %
- Ancho de bahía 1500 mm
- Alto de bahía 3500 mm
- Profundidad de bahía 4700 mm
- Peso por bahía 5 ton.



SUBESTACIONES BLINDADAS

Celda tipo GIS SIEMENS 8DN9 220 kV



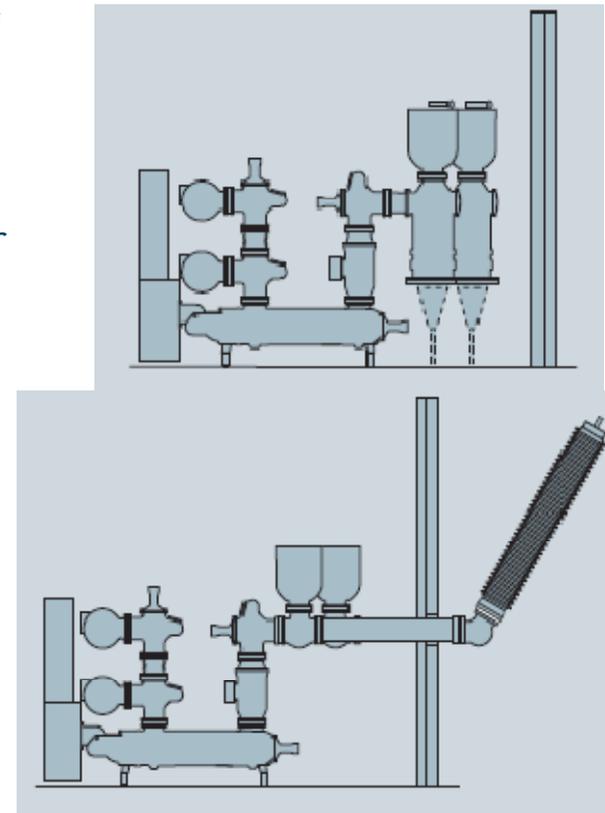
- | | | | |
|---|---|----|--|
| 1 | Unidad ruptora del interruptor de potencia | 8 | Cuchilla de puesta a tierra (para trabajos de mantenimiento) |
| 2 | Mecanismo de operación con energía almacenada por resorte con unidad de control del interruptor | 9 | Cuchilla de puesta a tierra (para trabajos de mantenimiento) |
| 3 | Seccionador del bus I | 10 | Cuchilla de tierra para pruebas (alta velocidad) |
| 4 | Bus I | 11 | Transformador de corriente |
| 5 | Seccionador del Bus II | 12 | Transformador de tensión |
| 6 | Bus II | 13 | Terminal para cable de potencia |
| 7 | Seccionador de salida | 14 | Cubículo de control local integrado |

SUBESTACIONES BLINDADAS

Celda tipo GIS SIEMENS 8DN9 220 kV

Solución óptima gracias a :

- Alta flexibilidad gracias a su diseño modular
- Solución muy compacta (Ancho de celda 1500mm)
- Celdas preensambladas en fábrica
- Alta seguridad operativa
- Alta hermeticidad al gas
- Larga vida útil
- Reducidos costes de mantenimiento
- Facilidad de acceso y ergonomía
- Alta disponibilidad
- Servicio seguro en condiciones extremas.



SUBESTACIONES BLINDADAS



COMPONENTES:

- **Envolventes**

Son piezas de fundición, hechas de aleación de aluminio, con excepción de las uniones rectas, realizadas a partir de tubos extrusionados.

- **Aisladores**

Se soportan los conductores y partes activas por aisladores moldeados de resina epoxi. Existen dos tipos de aisladores, aquellos que no limitan compartimentos estancos y los que sí. La alúmina mezclada con la resina les confiere una excelente resistencia mecánica y previene cualquier ataque químico por los productos en descomposición del SF₆.

- **Juntas de estanqueidad**

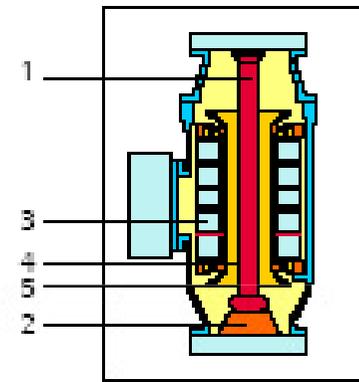
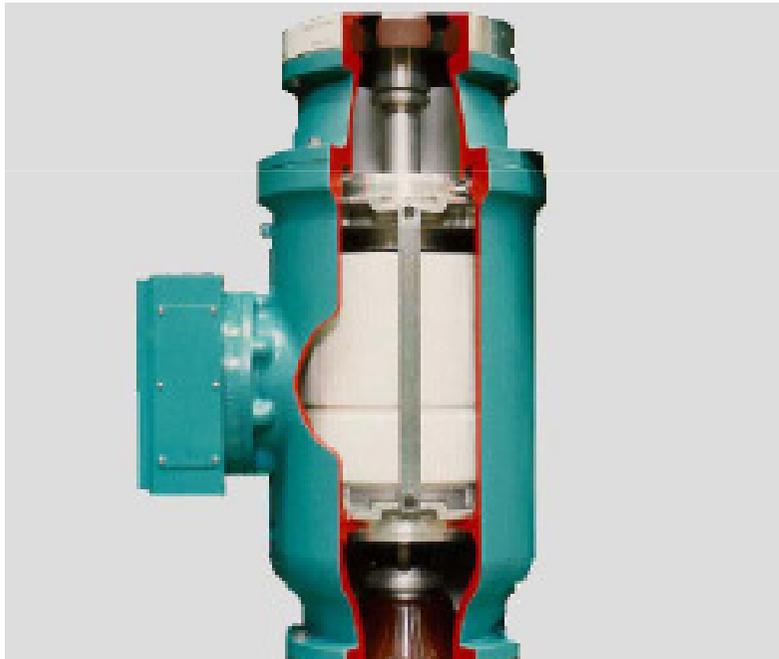
La estanqueidad entre las bridas está garantizada por una junta de elastómero sintético, con una sección especialmente estudiada para constituir tres labios concéntricos. Los dos labios internos están así muy bien protegidos del medio exterior.

SUBESTACIONES BLINDADAS



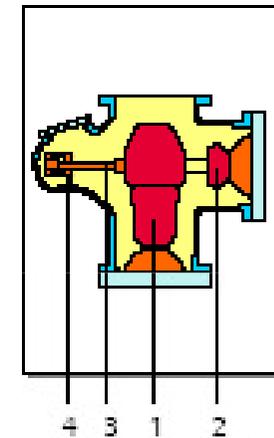
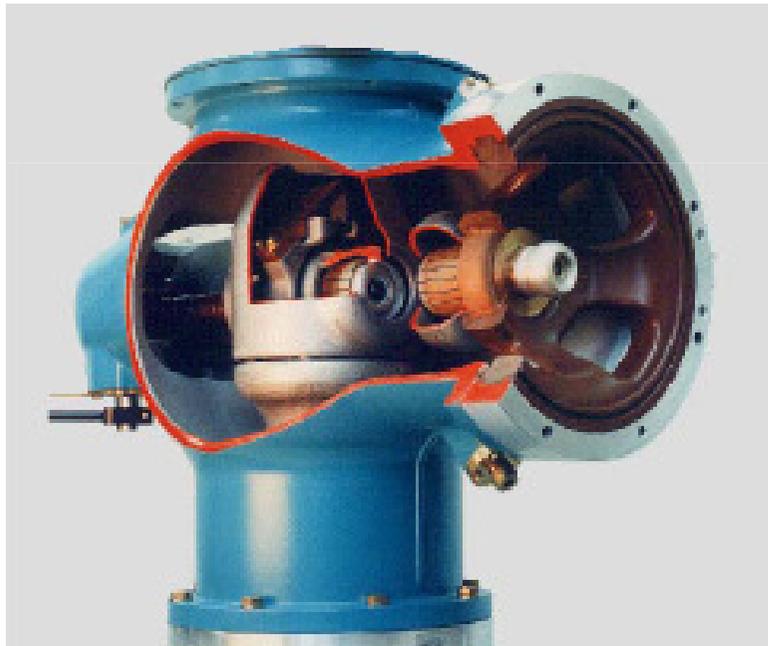
- **Interruptor**
De cámara única por polo, con mando unipolar, mecánico o hidráulico.
- **Seccionador**
De línea, barra o de puesta a tierra lenta o rápida. El mando normalmente es tripolar. Las partes activas del seccionador están soportadas por aisladores cónicos de tipo abierto o estanco.
- **Transformadores de corriente**
Están constituidos por toros colocados en el aire dentro de una envolvente cilíndrica. El conductor central principal constituye el devanado primario. La segunda envolvente cilíndrica entre los toros y el conductor asegura la estanqueidad del SF₆.
- **Transformadores de tensión**
Son de tipo inductivo. Están situados en el interior de un compartimento de gas independiente. La parte activa está constituida por un núcleo rectangular sobre el cual están colocados los devanados secundarios y la bobina de AT.

Gas-Insulated Switchgear 245 kV Current Transformers



- 1 Conductor / primary winding
- 2 Bushing
- 3 Cores with secondary winding
- 4 Inner electrode
- 5 Grading electrode

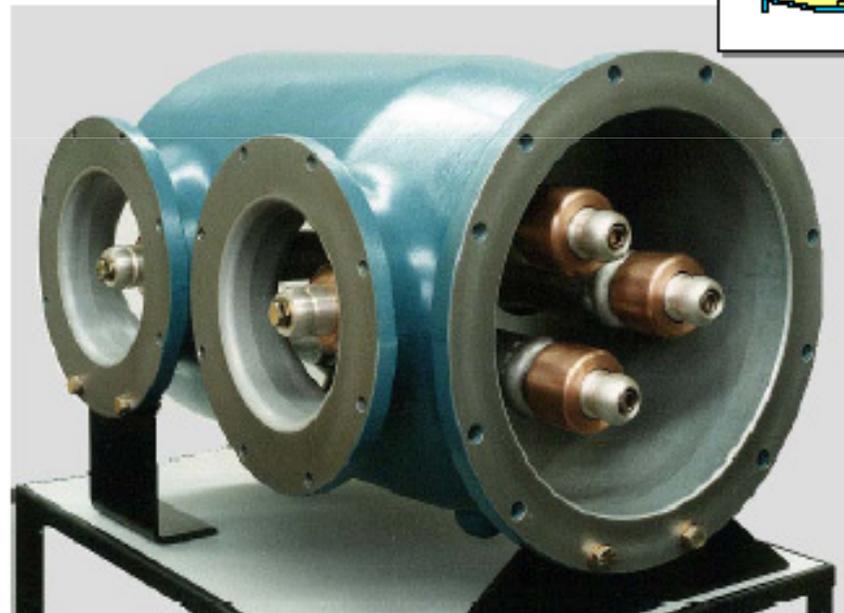
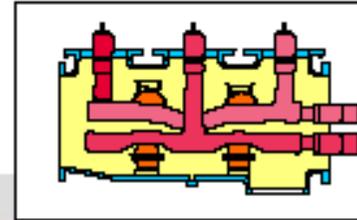
Gas-Insulated Switchgear 245 kV Disconnecter Modules



- 1 Contact support
- 2 Insulating contact
- 3 Insulating rod
- 4 Main shaft

SUBESTACIONES BLINDADAS

Gas-Insulated Switchgear 245 kV
Busbar Module



6. EQUIPOS HIS DE AT



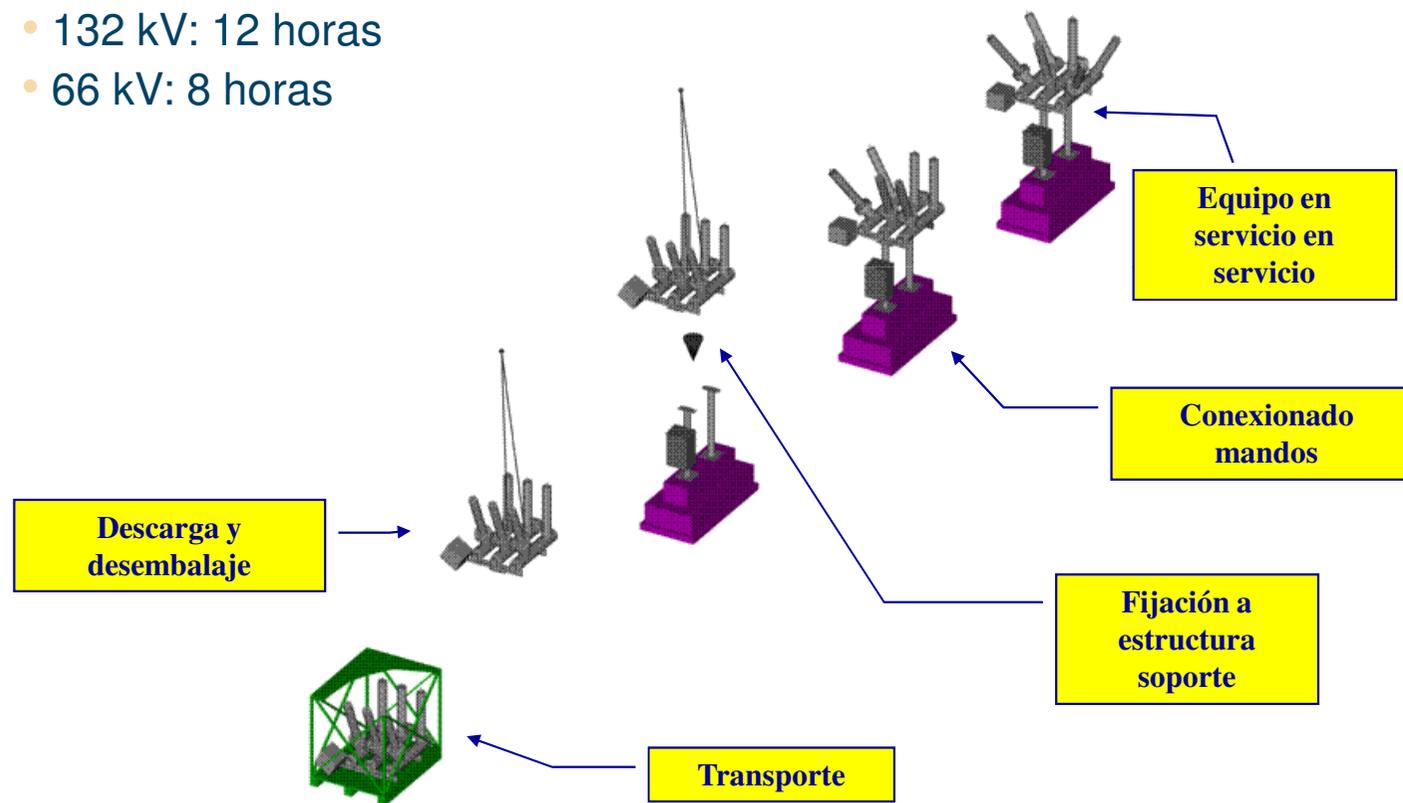
Equipos de aislamiento híbrido (HIS) **Evolución tecnológica en subestaciones**



- Integración de todas las funciones principales en un solo equipo
- Componentes principales encapsulados en SF6 → reducción tasa de fallos frente a instalaciones convencionales.
- Fiabilidad → equipo ensayado en origen.
- Flexibilidad de instalación → adaptación a distintos esquemas unifilares.
- Reducción de tiempos de montaje, pruebas y reposición en caso de fallo.
- Reducción de obra civil.

Equipos de aislamiento híbrido (HIS) Evolución tecnológica en subestaciones

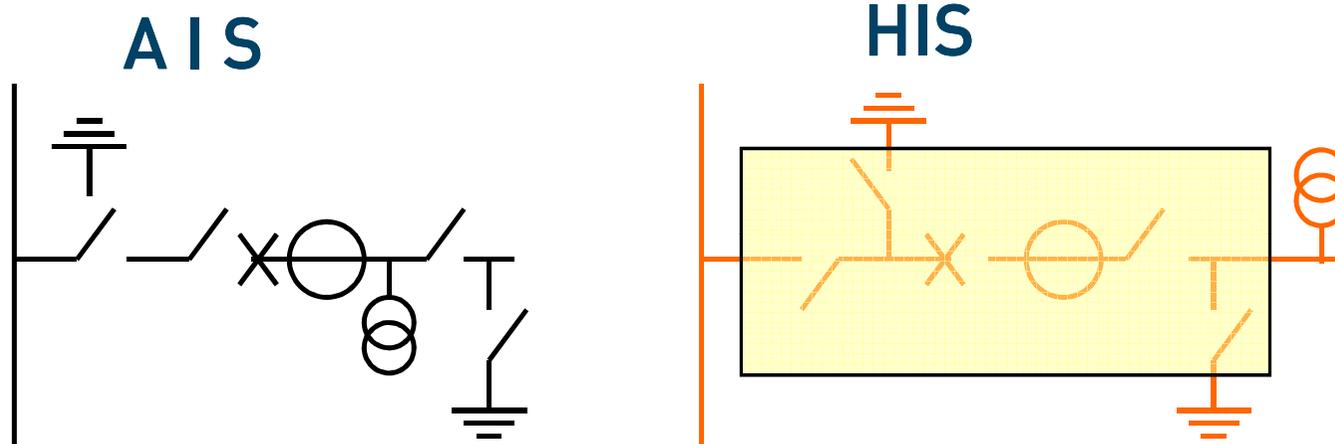
- Secuencia temporal de montaje
 - 132 kV: 12 horas
 - 66 kV: 8 horas



Equipos de aislamiento híbrido (HIS)

Características constructivas generales

Integración de funciones



Interruptor - Seccionadores - Seccionadores puesta a tierra encapsulados

Equipos de aislamiento híbrido (HIS)

Características constructivas generales

Integración de funciones



Equipos de aislamiento híbrido (HIS)

Equipos simple barra

132 kV (145 kV)



_ABB - PASS M0



_ALSTOM GRID - HYPACT

66 kV (72,5 kV)



_ABB - PASS M00