

Subestaciones eléctricas

Jesús Trashorras Montecelos



TRANSVERSAL

Paraninfo

Anexos



CONTENIDOS

Anexo 1. Valores característicos de equipos y aparata. Tablas

Anexo 2. Equipos de una instalación de cogeneración

Anexo 3. Transformadores

Anexo 4. Mecanismos y sinópticos de aparata. Enclavamientos

Anexo 5. Denominación genérica de posiciones de AT en subestaciones

Anexo 6. Configuración de subestaciones

Anexo 7. Pruebas, ensayos y protecciones

Anexo 8. Automatización de subestaciones

Anexo 9. Grado de protección de las envolventes

Anexo 10. Pararrayos autoválvulas

Anexo 11. Códigos ANSI

Anexo 12. Protecciones de los transformadores según ITC - RAT – 09 (2014)

Anexo 13. Figuras y esquemas complementarios

Anexo 14. Interpretación de la tabla 6.1

Anexo 15. Sabias que...

Anexo 1. Valores característicos de equipos y aparamenta. Tablas



Transformadores trifásicos en baño de aceite para distribución en BT hasta 2.500 kVA

Los valores de pérdidas y niveles de potencia acústica no deben ser superiores a los indicados en la tabla A.1.

Potencia asignada kVA	Um ≤ 24 kV				Um = 36 kV			
	Pk (W) a 75 °C	Po (W)	Lw (A) dB (A)	Zcc % a 75 °C	Pk (W) a 75 °C	Po (W)	Lw (A) dB (A)	Zcc % a 75 °C
50	875	110	42	4	1.050	160	50	4,5
100	1.475	180	44	4	1.650	270	54	4,5
160	2.000	260	47	4	2.150	390	57	4,5
250	2.750	360	50	4	3.000	550	60	4,5
315	3.250	440	52	4	----	----	----	----
400	3.850	520	53	4	4.150	790	63	4,5
500	4.600	610	54	4	----	----	----	----
630	5.400	730	55	4	5.500	1.100	65	4,5
800	7.000	800	56	6	7.000	1.300	66	6
1.000	9.000	940	58	6	8.900	1.450	67	6
1.250	11.000	1.150	59	6	11.500	1.750	68	6
1.600	14.000	1.450	61	6	14.500	2.200	69	6
2.000	18.000	1.800	63	6	18.000	2.700	71	6
2.500	22.000	2.150	66	6	22.500	3.200	73	6

Para potencias distintas de las indicadas en esta tabla, los valores de las pérdidas y de la potencia acústica deben determinarse por interpolación.

Tabla A.1. Pérdidas en carga (Pk), pérdidas en vacío (Po), nivel de potencia acústica Lw (A) e impedancia de cortocircuito a 75 °C, para transformadores de distribución de Um ≤ 36 kV.

Tensión nominal (kV)	72,5	123	145	245	550
Tensión de prueba a frecuencia industrial (kV)	140	230	275	460	800
Tensión de impulso tipo rayo (kV)	325	550	650	1.050	1.865
Tensión impulso de maniobra (kV)	-----	-----	-----	-----	1.350
Corriente nominal hasta (A)	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Corriente de ruptura hasta (kA)	40	63	63	63	63

Tabla A.2. Características de interruptores de tanque muerto.

Tensión nominal (kV)	72,5	123	145	245	550
Tensión de prueba a frecuencia industrial (kV)	140	230	275	460	860
Tensión de impulso tipo rayo (kV)	325	550	650	1.050	1.800
Tensión impulso de maniobra (kV)	-----	-----	-----	-----	1.175
Corriente nominal hasta (A)	4.000	4.000	4.000	4.000	5.000
Corriente de ruptura hasta (kA)	40	40	40	50	63

Tabla A.3. Características de interruptores de tanque vivo.

Tensión nominal (kV)	72,5	123/126	145	170
Frecuencia nominal (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60
Tensión de prueba a impulso de rayo				
- a tierra (kV)	325	550	650	750
- sobre distancia de seccionamiento (kV)	375	630	750	860
Tensión de prueba a frecuencia industrial				
- a tierra (kV)	140	230	275	325
- sobre distancia de seccionamiento (kV)	160	265	315	375
Corriente nominal (A)		1.250 – 4.000		
Corriente de impulso (kA)		80 – 164		80 - 130
Corriente de corta duración (kA)		31,5 – 63		31,5 - 50
Presión mínima del gas de aislamiento a 20 °C (kPa)		520/600		
Presión mínima del gas de extinción a 20 °C (kPa)		600/630		

Temperatura ambiente permitida (°C)	- 30 / + 40
Envolvente	Trifásica
Tipo de instalación	Interior / intemperie
Dimensiones (m)	1 x 3,6 x 2,7 - 1,2 x 5,3 x 3,2 (de una celda de barra doble con armario de control integrado y transformador de tensión)
Peso (kg)	2.400 – 3.800 (celda de barra doble)
Accionamiento del interruptor de potencia	Hidromecánico, con almacenamiento de energía por resorte

Tabla A.4. Características de una subestación aislada en gas.

Autoválvulas de porcelana

Aplicaciones	Redes de media y alta tensión, subestaciones a la intemperie	Redes de alta tensión, subestaciones a la intemperie	Redes de media y alta tensión, subestaciones a la intemperie, sistema de transmisión de CC en AT, compensadores estáticos
Tensión nominal de la red (kV)	110/345	500	765
Tensión máxima de servicio (kV)	123/362	550	800
Tensión asignada máxima (kV)	96/288	468	624
Corriente nominal de descarga (kA)	10/10	20	20
Clase máx. de descarga de línea	3/3	5	5
Capacidad máxima de absorción de energía (manteniendo estabilidad térmica) kJ/kV	8/8	13	25
Corriente máxima de larga duración, 2 ms (A)	850/850	1.600	5.000
Resistencia máx. a corrientes de	40/65	65	100

cortocircuito (kA)			
Momento flector máximo permitido (kNm)	2/4,5	12,5	34
Material envolvente	Porcelana		
Tipo de diseño	Aislador hueco		

Tabla A. 5. Características de descargadores de alta tensión (72,5 hasta 800 kV) de porcelana.

Autoválvulas de silicona

Aplicaciones	Redes de media y alta tensión, descargador de estación y/o de línea de transmisión	Redes de media y alta tensión, subestaciones a la intemperie	Redes de media y alta tensión, subestaciones a la intemperie, sistema de transmisión de CC en AT, compensadores estáticos
Tensión nominal de la red (kV)	500	345/500	765
Tensión máxima de servicio (kV)	550	362/550	800
Tensión asignada máxima (kV)	420	288/468	624
Corriente nominal de descarga (kA)	20	10/20	20
Clase máx. de descarga de línea	4	3/5	5
Capacidad máxima de absorción de energía (manteniendo estabilidad térmica) kJ/kV	10	8/18	27
Corriente máxima de larga duración, 2 ms (A)	1.200	850/2.100	5.500
Resistencia máx. a corrientes de cortocircuito (kA)	65	50/65	80
Momento flector máximo permitido (kNm)	4	6/21	72

Material envolvente	Silicona
Tipo de diseño	Aislador hueco, la silicona se moldea directamente sobre el tubo

Tabla A.6. Características de descargadores de alta tensión de silicona.

Descargadores de GIS				
Aplicaciones	Redes de alta tensión, subestaciones blindadas y aisladas por gas			
Tipo de corriente	Monofásico	Trifásico	Monofásico	Monofásico
Tensión nominal de la red (kV)	150/220	150	220/345/525	765
Tensión máxima de servicio (kV)	170/245	170	245/362/550	800
Tensión asignada máxima (kV)	156/216	156	216/288/444	612
Corriente nominal de descarga (kA)	20	20	20	20
Clase máx. de descarga de línea	4	4	4/5/5	5
Capacidad máxima de absorción de energía (manteniendo estabilidad térmica) kJ/kV	10	10	10/13/13	18
Corriente máxima de larga duración, 2 ms (A)	1.200	1.200	1.200/1.600/1.600	2.100
Resistencia máx. a corrientes de cortocircuito (kA)	50	50	65	65
Momento flector máximo permitido (kNm)	-----			

Material envolvente	Metal
Dispositivo de alivio de gas	Sí

Tabla A.7. Características de descargadores de alta tensión para subestaciones aisladas con gas.

Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)
	Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)	
36	70	170	-----	900
72	90	250	-----	1.300
72,5	140	325	-----	1.825
100	185	450	-----	2.500
123	230	550	-----	3.075
145	275	650	-----	3.625
170	325	750	-----	4.250
245	395	950	-----	6.125
300	460	1.050	850	7.500
362	510	1.175	950	9.050
420	630	1.425	1.050	10.500
550	680	1.550	1.175	13.125
800	975	2.100	1.550	15.300

Tabla A. 8. Características de transformadores de intensidad con aislamiento de papel – aceite.

Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)
	Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)	
123	230	550	-----	3.625
145	275	650	-----	3.625
170	325	750	-----	4.250

245	395	950	-----	6.125
300	460	1.050	850	7.500

Tabla A. 9. Características de transformadores de intensidad con aislamiento de gas.

Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo		Línea de fuga estándar (mm)
	Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	
24	50	125	744
36	70	170	900
52	90	250	1.440
72,5	140	325	1.860

Tabla A.10. Características de transformadores de intensidad con aislamiento seco.

Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)
	Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)	
52	95	250	-----	1.300
72,5	140	325	-----	1.825
100	185	450	-----	2.500
123	230	550	-----	3.075
145	275	650	-----	3.625
170	325	750	-----	4.250
245	460	1.050	-----	6.125
300	460	1.050	850	7.500
420	630	1.425	1.050	10.500
550	680	1.550	1.175	13.125

Tabla A.11. Características de transformadores de tensión inductivos con aislamiento de papel – aceite.

Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Capacidad estándar (pF)	Alta capacidad (pF)	Línea de fuga estándar (mm)
	Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)			
72,5	140	325	-----	10.300	25.500	1.825
100	185	450	-----	5.700	14.300	2.500
123	230	550	-----	5.600	14.000	3.075
145	275	650	-----	3.900	19.500	3.625
170	325	750	-----	7.500	16.500	4.250
245	460	1.050	-----	5.800	11.000	6.125
300	460	1.050	850	6.000	12.500	7.500
362	510	1.175	950	4.500	10.100	9.050
420	630	1.425	1.050	3.500	7.700	10.500
550	800	1.800	1.175	3.000	6.200	13.125
800	975	2.100	1.550	3.000	4.500	15.300

Tabla A.12. Características de transformadores de tensión capacitivos y condensadores de acoplamiento con aislamiento de papel – aceite.

Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo		Línea de fuga estándar (mm)	Número de secundarios
	Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)		
72,5	140	325	2.525	5 TI y 3 TT
123	230	550	3.880	5 TI y 3 TT
145	275	650	3.880	5 TI y 3 TT
170	325	750	1.490	5 TI y 3 TT
245	395	950	6.865	5 TI y 3 TT

Tabla A.13. Características de transformadores de medida combinados con aislamiento de papel – aceite.

Datos técnicos de un interruptor de alta tensión

Característica	Servicio		
	Interior	Exterior	Exterior
Número de polos	3		
Medio de extinción	SF6		
Tensión nominal (kV)	50	50	132
Tensión más elevada para el material (Um) kV	52	72,5	170
Tensión de ensayo a frecuencia industrial (kV)	95	140	275
Tensión de ensayo con onda de choque 1,2/50 ms	250 kV_{cresta}	325 kV_{cresta}	650 kV_{cresta}
Corriente asignada en servicio continuo (A)	2.000	2.000	2.500/3.150
Corriente de corta duración admisible asignada	25 kA/3s	40 kA/1s	40 kA/1s
Valor de cresta de corriente admisible asignada (kV_{cresta})	63	100	100
Poder de corte asignado en cortocircuito (kA)	25	40	40
Poder de cierre asignado en cortocircuito (kA_{cresta})	63	100	100
Longitud de la línea de fuga (mm/kV)	25	31	31
Tipo de aisladores	Polímero gris		
Frecuencia (Hz)	50		
Número de cámaras por polo	1		
Secuencia de maniobras	0 - 0,3s – CO-3 min - CO		
Distancia entre polos inferior a	Como máximo la separación entre fases de la posición		
Normas	CEI-62271-100		
Accionamiento	Tripolar		
	Sistema eléctrico a motor y manual		
	Tensión fuerza motor = 230 V c.a.		

Accesorios	Tensión mando bobinas = 110 V c.c.
	Conmutador L/R/B
	Pulsadores o conmutadores mando local abrir/cerrar.
	1 bobina cierre a 110 V .c.c.
	2 bob9inas apertura a 110 V c.c.
	1 motor tensado de muelles 230 V c.a.
	Resistencia de caldeo 230 V c.a.
	PIA para motor + NA + NC
	PIA para calefacción + NC
	Contactos auxiliares 10NA + 10NC
Factor de primer polo	Sistema antibombeo
	1,3
Clase	C2, E2, M2

Tabla A.14. Características de interruptores de alta tensión.

Tensión nominal (kV)	123	145	170	245	300
Corriente nominal (A)	1.600/2.500	1.600/2.500	1.600/2.500	1.600/2.500	1.600/2.500
Corriente pico (kA)	100/125	100/125	100/125	100/125	100/125
Corriente de corta duración (1 sg) (kA)	40/50	40/50	40/50	40/50	40/50
Voltaje a frecuencia industrial (50 Hz, 1 min)	230	275	325	460	380
- Contra tierra y entre polos (kV)	265	315	375	530	435
- Sobre distancia de aislamiento					

(kV)

Tensión

soportada al	550	650	750	1.050	1.050
--------------	-----	-----	-----	-------	-------

impulso	650	750	860	1.200	1.050
---------	-----	-----	-----	-------	-------

250/2.500 μ s

- Contra tierra y

entre polos

- Sobre distancia

de aislamiento

Tensión

soportada al	----	----	----	----	850
--------------	------	------	------	------	-----

impulso 1,2/50	----	----	----	----	850
----------------	------	------	------	------	-----

μ s

- Contra tierra y	----	----	----	----	700(+245)
-------------------	------	------	------	------	-----------

entre polos (kV)

- Sobre distancia

de aislamiento

Clase A (kV)

- Sobre distancia

de aislamiento

Clase B (kV)

Voltaje de	> 80	> 95	> 110	> 160	> 191
------------	------	------	-------	-------	-------

descarga parcial

(kV)

Voltaje de radio	< 2.500	< 2.500	< 2.500	< 2.500	< 2.500
------------------	---------	---------	---------	---------	---------

interferencia	(a 78 kV)	(a 92 kV)	(a 108 kV)	(a 156 kV)	(a 191 kV)
---------------	-----------	-----------	------------	------------	------------

(μ V)

Capacidad de

maniobra	2	2	2	1,5	1,5
----------	---	---	---	-----	-----

trifásica,

inductiva,

capacitiva (A)

Tabla A.15. Características de seccionadores rotativos de alta tensión de 2 columnas para exterior.

Tensión nominal de la red U_n (kV)	Tensión más elevada de la red U_s (kV)	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_o/U_o o U_o (kV)	U_p (kV)
3	3,6	A - B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A - B	6/10	75
		C		
10	12	A - B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A - B	12/20	125
		C		
20	24	A - B	15/25	145
		C		
25	30	A - B	18/30	170
		C		
30	36	A - B	26/45	250
		C		
45	52	A - B		
66	72,5	A - B	36	(1)
110	123	A - B	64	(1)
132	145	A - B	76	(1)
150	170	A - B	87	(1)
220	245	A - B	127	(1)
400	420	A - B	220	(1)

U_o = Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para que la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

U = Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para que la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

U_p = Valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.

(1) = El nivel de aislamiento a impulsos tipo rayo se determinará conforme a los criterios de coordinación de aislamiento establecidos en la norma UNE – EN 60071 – 1

Categoría A: Los defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de un minuto.

Categoría B: Comprende las redes que, en caso de defecto, sólo funcionan con una fase a tierra durante un tiempo limitado. Generalmente la duración de este funcionamiento no deberá exceder de una hora, pero podrá admitirse una duración mayor cuando así se especifique en la norma particular del tipo de cable y accesorios considerados.

Conviene tener presente que en una red en la que un defecto a tierra no se elimina automática y rápidamente, los esfuerzos suplementarios soportados por el aislamiento de los cables y accesorios durante el defecto, reducen la vida de los cables y accesorios en una cierta proporción. Si se prevé que una red va a funcionar bastante frecuentemente con un defecto a tierra durante largos períodos, puede ser económico clasificar dicha red dentro de la categoría C.

Categoría C: Esta categoría comprende todas las redes no incluidas en la categoría A ni en la categoría B.

Tabla A.16. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios.

Tensión asignada Ur kV	Seccionadores aislados en aire V (valor eficaz)	Seccionadores aislados en gas V (valor eficaz)
52	100	10
72,5		
100		
123		
145		
170	200	20
245		
300		
362		
420		
550	300	40
800		

Tabla A.17. Tensiones de transferencia de barras asignadas para seccionadores.

Concepto	Aceite	Aire	SF6/Vacío
----------	--------	------	-----------

Seguridad	Riesgo de explosión y de incendio, si el aumento de presión (maniobras múltiples) produce un fallo.	Manifestaciones exteriores importantes (emisiones de gases ionizados y calientes después de los cortes).	No hay riesgo de explosión ni de manifestaciones exteriores.
Ocupación del espacio	Volumen del aparato relativamente importante.	Instalación que necesita de amplias separaciones (corte no confinado).	Pequeña
Mantenimiento	Sustitución periódica del aceite (descomposición irreversible del aceite en cada corte).	Si es posible, periódica sustitución de los contactos del arco. Mantenimiento periódico del actuador.	Nulo sobre los elementos de corte. Lubricación mínima de los mecanismos del actuador.
Sensibilidad al entorno	El medio de corte puede ser alterado por el entorno (humedad, polvo, entre otros).		No sensibles (cámara sellada de por vida).
Corte en ciclo rápido	El tiempo de disminución de presión, largo, necesita desclasificar el PdC si hay riesgo de cortes	La evacuación muy lenta de aire caliente necesita una desclasificación del PdC.	SF6 – Vacío recobran muy rápidamente sus propiedades dieléctricas (no hay desclasificaciones).
Durabilidad mecánica	Mediocre	Media	Excelente

Tabla A.18. Comparativo de las diferentes técnicas de corte.

Consumo de algunos aparatos alimentados por transformadores de tensión

Aparatos	Consumo aproximado en VA
Voltímetros indicadores	2 – 6
Voltímetros registradores	10 – 15
Voltímetros de nulo	5 – 20
Vatímetros indicadores	1 – 4
Vatímetros registradores	3 - 15
Fasímetros indicadores	4 – 5
Fasímetros registradores	15 – 20
Contadores	3 – 5
Frecuencímetros indicadores	1 – 5
Frecuencímetros registradores	10 - 15
Relés de máxima tensión	10 - 15
Relés temporizados de máxima tensión o de intensidad.	25 - 35
Relés selectivos	2 – 10
Relés direccionales	25 – 40
Relés de mínima tensión	5 – 15
Relés de contacto a tierra	10 – 30
Relés de distancia	10 – 30
Sincronoscopios	6 – 15
Reguladores de tensión	30 - 50

Tabla A.19. Consumo (referencial) de aparatos de medida.

Dimensiones	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Aluminio
Barra	1 barra	2 barras	3 barras	4 barras	1 barra	2 barras	3 barras	4 barras
20 x 5	320	570	730	940	190	340	430	570
30 x 5	460	820	1050	1380	360	640	820	1080
40 x 5	550	990	1260	1650	430	770	980	1290
50 x 5	650	1170	1490	1950	510	910	1170	1530
60 x 5	840	1510	1930	2520	660	1180	1510	1980
80 x 5	1000	1800	2300	3000	780	1400	1790	2340
100 x 5	1200	2160	2760	3600	940	1690	2160	2820

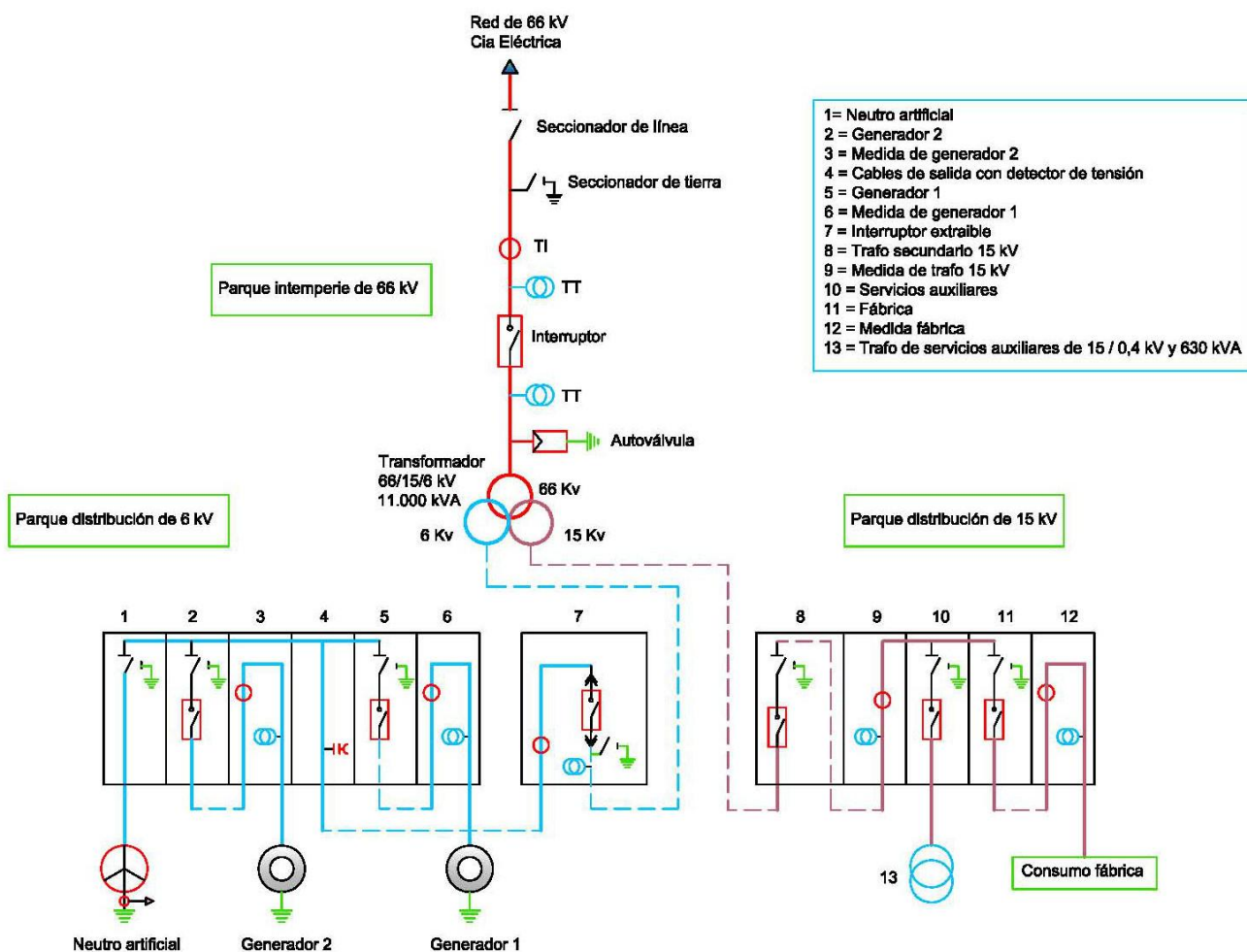
160 x 5	1800	3240	4140	5400	1410	2530	3240	4230
---------	------	------	------	------	------	------	------	------

Tabla A.20. Intensidad admisible (A) en embarrados.

ANEXO 2. Equipos de una instalación de cogeneración



En este anexo se analizan los principales equipos de una subestación de una fábrica que dispone de cogeneración.



Esquema general

Figura A. 1. Esquema unifilar general de una fábrica con instalación de cogeneración.

Principales equipos

En este apartado se analizan los principales equipos que configuran la instalación cuyo esquema general es el de la figura anterior.

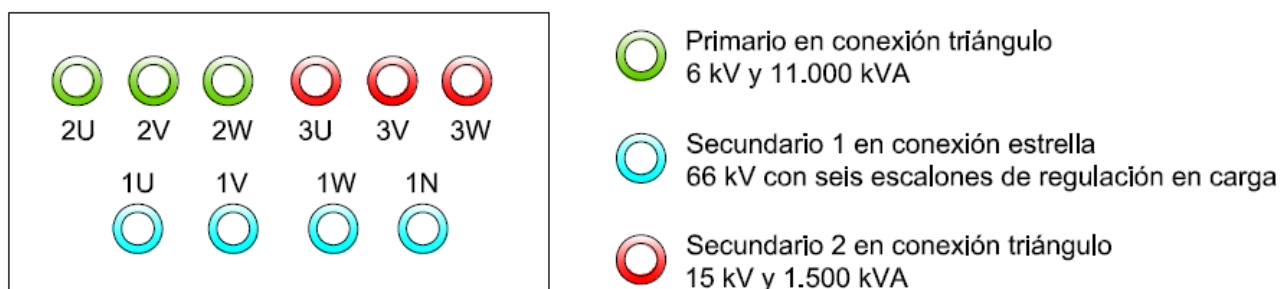


Figura A.2. Bornas del transformador de potencia 66/15/6 kV.



¿Puedes identificar las bornas del primario, secundario 1 y secundario 2?

Figura A.3. Transformador de potencia 66/15/6 kV.



Figura A.4. Neutro artificial.



Figura A.5. Transformador de servicios auxiliares.



Figura A.6. Motor térmico para mover el generador.



Figura A.7. Generador (alternador).



Figura A.8. Sincronoscopio.



Figura A.9 Esquema eléctrico y de enclavamientos.



Figura A.10. Celdas de sincronoscopio y medidas.



Figura A.11. Central detectora de gas.



Figura A.12. Armario de medida.



Figura A.13. Equipos de protección de máxima y mínima (TPI) y protección de sobreintensidad (CPI).



Figura A.14. Cuadro de protecciones de baterías de 110 Vcc.



Figura A.15. Armarios de la sala de mando y control de generación.



Figura A.16. Aparamenta.

ANEXO 3. Transformadores



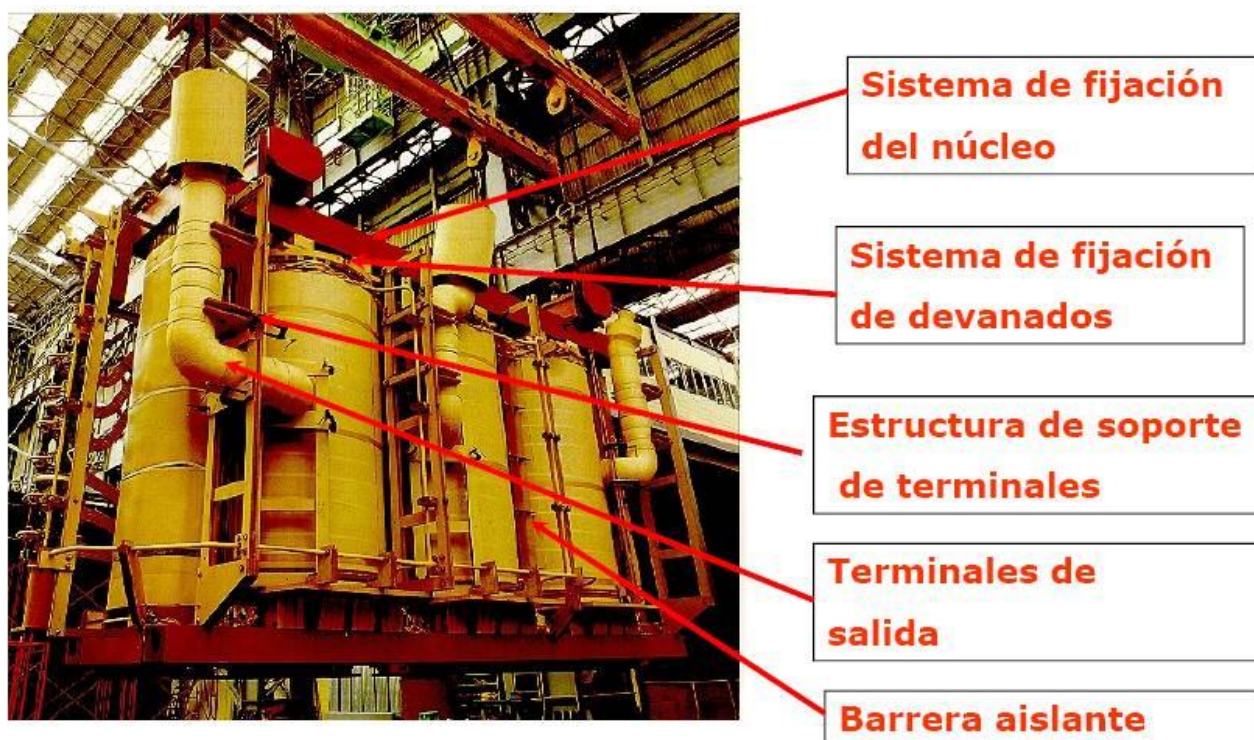


Figura A.17. Estructura externa de un transformador de potencia. Fuente: Doble – Lemke.

Técnicas de diagnóstico de transformadores	
Transformador energizado	
Prueba	Detecta
Análisis de gases disueltos	Arqueo interno, mal contacto eléctrico, puntos calientes, descargas parciales y sobrecalentamiento de conductores, aceite y aislamientos.
Pruebas físicas y químicas del aceite	Humedad, acidez, tensión superficial, furanos, rigidez dieléctrica y factor de potencia
Inspección externa física	Fugas de aceite, partes rotas, pintura dañada, defectos en las estructuras de soporte, operación ruidosa, conexiones flojas, problemas con los ventiladores y bombas de enfriamiento.
Temperaturas externas del tanque	Cambios de temperaturas debidos a

principal y cambiador de tomas	cambios en la carga y temperatura ambiente.
Termovisión	Puntos calientes, corrientes circulantes, bloqueos del enfriamiento, problemas con el cambiador de tomas, conexiones flojas.
Análisis acústico (ultrasónico)	Descargas parciales internas, arqueo, blindajes no aterrizados, malas conexiones en bornas, fallo en contactos del cambiador, problema de puesta a tierra del núcleo, aislamiento débil que produce efecto corona.
Detección sónica de fallos	Fugas de nitrógeno, fugas de vacío, vibración excesiva de núcleo y bobinas, efecto corona en las bornas, problemas mecánicos en rodamientos de motores y bombas.
Análisis de vibraciones	Problemas internos del núcleo, bobinas, blindajes, partes flojas y rodamientos defectuosos.

Tabla A.21. Resumen de técnicas de diagnóstico de transformadores energizados.

Técnicas de diagnóstico de transformadores	
Transformador desenergizado	
Prueba	Detecta
Pruebas de capacitancia de las bornas, factor de potencia del aislamiento y corriente de excitación	Pérdida de la integridad dieléctrica del aislamiento, pérdida de la integridad dieléctrica de las bornas, humedad en los devanados.
Relación de transformación	Devanados en cortocircuito, cortocircuito entre espiras.
Medición de impedancia de cortocircuito (reactancia de dispersión)	Deformación mayor en los devanados
Medición de la resistencia del núcleo a	Mala conexión de tierras intencionales del

tierra.	núcleo o existencia de conexiones a tierra no intencionales.
Medición de la resistencia de los devanados con corriente directa	Falsos contactos, cintas rotas, conexiones flojas, falso contacto en cambiadores de tomas.
Análisis de respuesta en frecuencia (FRA)	Movimientos y deformaciones locales en los devanados
Inspección visual interna	Lodos en el aceite, desplazamiento de devanados y cuñas, falta de apriete en los devanados, malas conexiones, calentamientos excesivos, objetos extraños en el equipo.
Grado de polimerización	Condición y tiempo de vida estimada del aislamiento.

Tabla A.22. Resumen de técnicas de diagnóstico de transformadores desenergizados.

Contaminante	Fuente	Modo de operación
Vapor de agua	Exposición directa del aislamiento al aire libre durante la instalación o alguna inspección	La mayor parte de la humedad se almacena en las paredes de la estructura donde la temperatura es menor y al inferior de las bobinas.
	Entrada de humedad a través de espacios formados en los empaques, juntas flojas o a través de tanques	
	conservadores mal sellados o cuyos contenedores de gel de sílice se encuentran en mal estado.	
	Como subproducto del envejecimiento natural del sistema de aislamientos.	Concentración en las cercanías de puntos calientes o humedad asociada al papel.

Agua líquida	Intercambiadores de calor por medio de agua averiados, empaquetaduras deterioradas o mal instaladas, juntas de conexión sueltas, condensación en las áreas más frías.	Comúnmente en la parte baja del tanque y los radiadores.
Partículas	Debido a procesos de manufactura, malos secados de la parte activa en fábrica, envejecimiento del aceite, envejecimiento y uso de la celulosa, sobrecalentamientos por sobrecorriente que producen material carbonado procedente de los conductores.	Fugas de aceite, sedimentos por efecto de la gravedad y flujo de aceite y corrosión de la cuba cuyas partículas se ven atraídas por efectos de los campos magnéticos a la superficie de las bobinas.

Tabla A.23. Fuentes de contaminación en transformadores de potencia.

Causas de falla de transformadores		
Nº	Causa de falla	Porcentaje (%)
1	Perturbaciones en las líneas de alimentación o de carga 8accionamiento de interruptores, transitorios, sobrevoltajes, entre otros, y anomalías en T&D)	25
2	Descargas eléctricas atmosféricas	19
3	No determinada (el resultado después de la falla no permite conocer la causa inicial)	13
4	Deterioro del aislamiento	12
5	Desgaste de conexiones eléctricas	8
6	Objetos internos dentro del transformador	6
7	Excesiva humedad	5
8	Sobrecargabilidad	4

9	Deterioro del líquido aislante	3
10	Diseño inadecuado	2
11	Problemas con las bombas	1
12	Fuego exterior al transformador	1
13	Inundaciones	1

Tabla A.24. Causas de falla de los transformadores de acuerdo con HSB.



Figura A.18. Disposición de transformadores de potencia en subestación intemperie.

En la tabla A.25 se indican las posibles fallas detectables y su correspondiente medición en transformadores de potencia.

Fallas detectables	Medición
Rotura parcial entre capas potenciales de compensación, fisuras en el aislamiento con ligante de resina	1 + 7 + 11 + 13
Envejecimiento y humedad	1 + 7 + 11
Conexión defectuosa de la toma de medición	6 + 7
Descargas parciales en el aislamiento	6 + 13
Pérdida de aceite en una borna con relleno de aceite	10

Error de relación de corriente o de fase teniendo en cuenta la carga, remanencia excesiva, incumplimiento de la norma correspondiente.	14
Humedad en el aislamiento sólido	$1^* + 7^* + 11$
Envejecimiento, humedad, contaminación de los fluidos de aislamiento	$1 + 7 + 11$
Problemas de contacto	$5 + 12$
Deformación mecánica	12
Problemas de contacto en el selector de toma y en el interruptor de derivación	$4 + 5 + 9 + 12$
Circuito abierto, espiras cortocircuitadas o conexiones de alta resistencia en el transformador automático preventivo del OLTC, transformador automático serie o transformador serie	$4 + 5 + 12$
Cortocircuitos en devanado y entre espiras	$3 + 4 + 5 + 12$
Cortocircuito de hebras paralelas	$8 + 12$
Circuitos abiertos en hebras	$5 + 8 + 12$
Cortocircuito a tierra	$1 + 4 + 7$
Deformación mecánica	$1 + 2 + 7$
Problemas de contacto, circuitos abiertos	$5 + 12$
Conexión a tierra del núcleo	$1 + 7 + 12$
Laminados del núcleo cortocircuitados	$4 + 12$
Deterioro y envejecimiento	10

1 = Capacitancia, factor de potencia / factor de disipación a 50/60 Hz

2 = Impedancia de cortocircuito / reactancia de dispersión

3 = Relación de transformación

4 = Corriente de excitación

5 = Resistencia del devanado de CC

6 = Factor de potencia / Factor de disipación / Prueba “tip – up”

7 = Factor de potencia / Factor de disipación de frecuencia variable

8 = Respuesta en frecuencia de pérdidas de disipación

9 = Resistencia dinámica

10 = Medición de corriente y pérdida de vatios

11 = Análisis de respuesta dieléctrica

12 = Análisis de respuesta en frecuencia

13 = Análisis de descargas parciales

14 = Análisis de transformador de corriente

* = Las mediciones del factor de potencia / factor de disipación a la frecuencia nominal pueden detectar contenidos de humedad altos, pero tienen un punto ciego en contenidos de humedad bajos. La medición del factor de potencia / factor de disipación a frecuencias inferiores, como 15 Hz, mejora la sensibilidad. El método más sensible para determinar la humedad en un aislamiento sólido es el análisis de respuesta dieléctrica.

Tabla A.25. Mediciones en función de las posibles fallas en un transformador de potencia

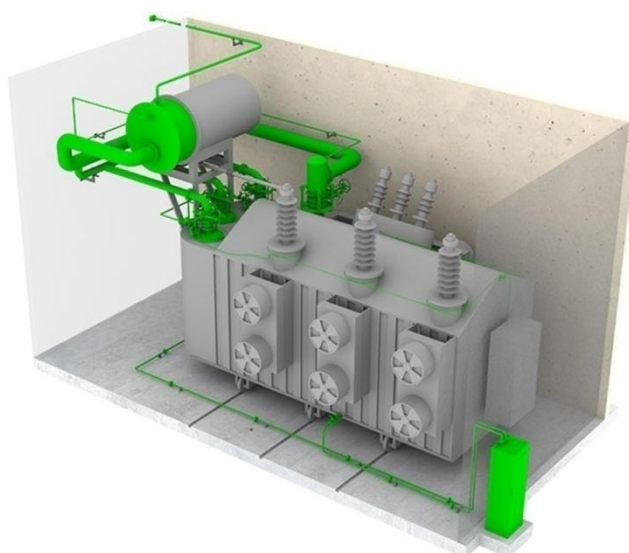


Figura A.19. Conjunto de despresurización vertical para el tanque principal, tres conjuntos de despresurización para el cambiador de tomas bajo carga y un tanque de separación aceite-gas de compartimiento en el conservador. Fuente: Transproco.

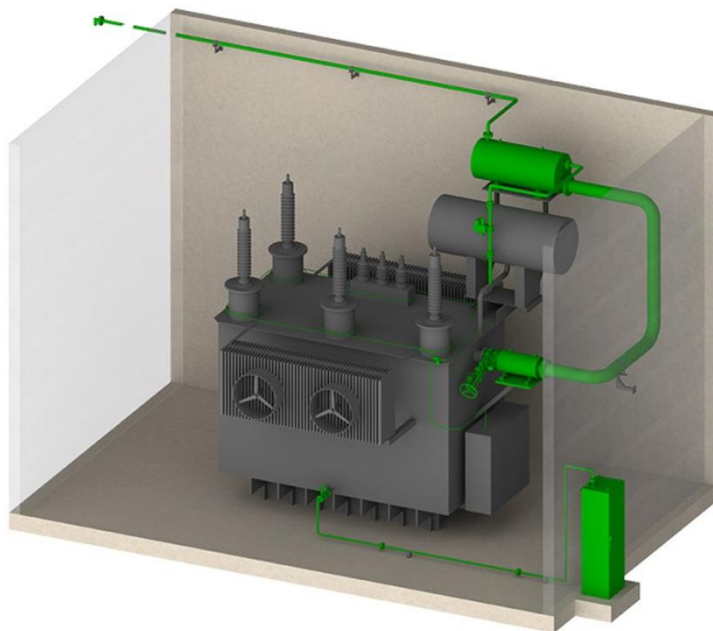


Figura A.20. Conjunto de despresurización horizontal, un tanque de separación aceite-gas elevado. Fuente: Transproco.

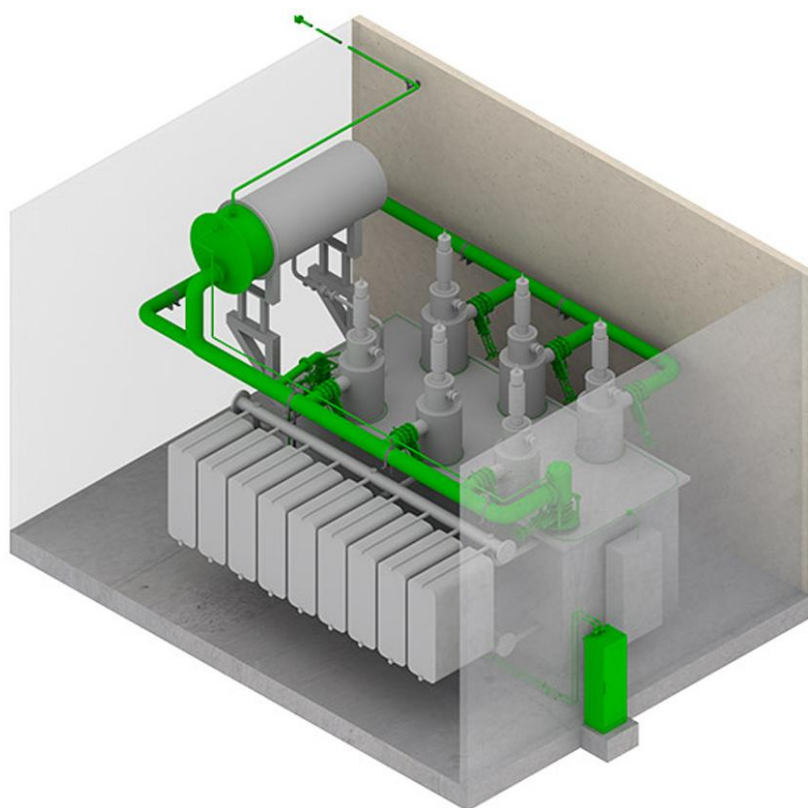


Figura A.21. Conjunto despresurización vertical para el tanque principal, seis cajas de cables para boquillas en aceite, un conjunto de despresurización para el cambiador de derivación bajo carga y un tanque de separación aceite-gas compartido. Fuente: Transproco.

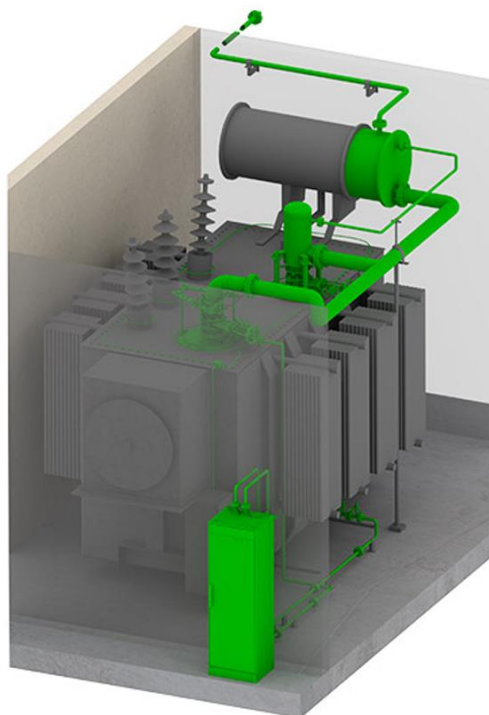


Figura A.22. Conjunto despresurización vertical para el tanque principal, un conjunto de despresurización para el cambiador de derivación bajo carga, y un tanque de separación aceite-gas compartido.

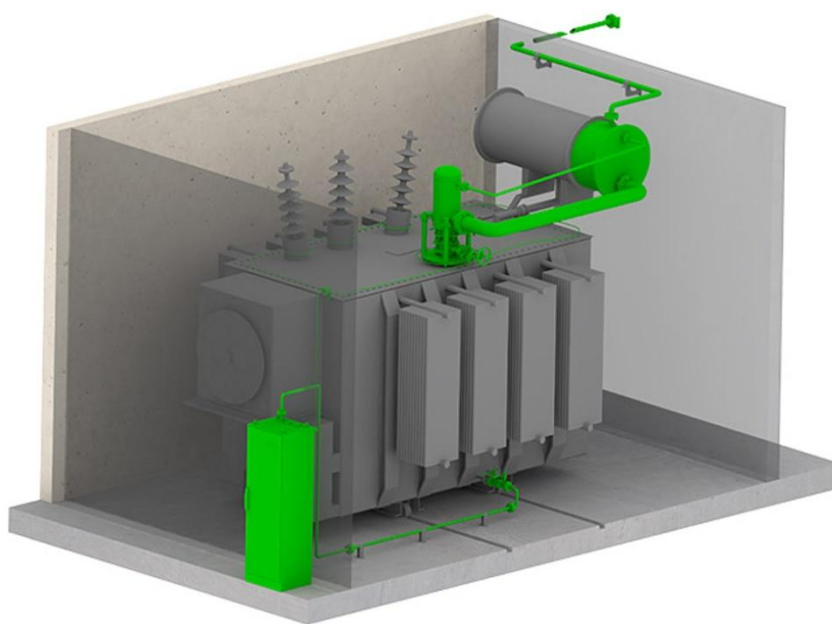


Figura A.23. Conjunto despresurización vertical para el tanque principal y un tanque de separación aceite-gas compartido. Fuente: Transproco.

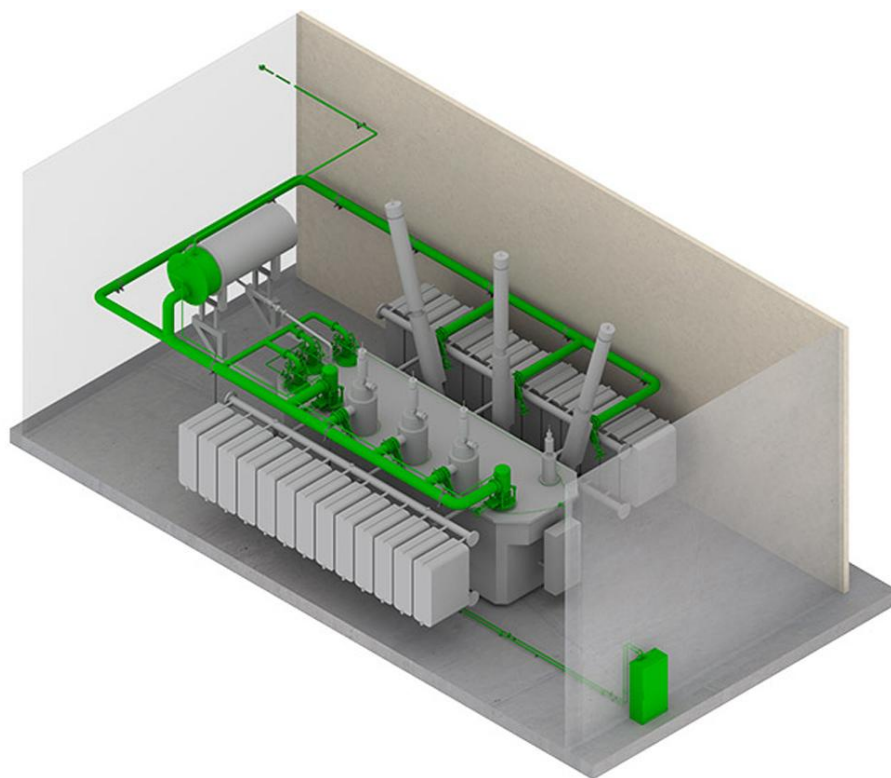


Figura A.24. Dos conjuntos despresurización vertical para el tanque principal, seis cajas de cables para boquillas en aceite, tres conjuntos de despresurización para el cambiador de derivación bajo carga y un tanque de separación aceite-gas compartido. Fuente: Transproco.

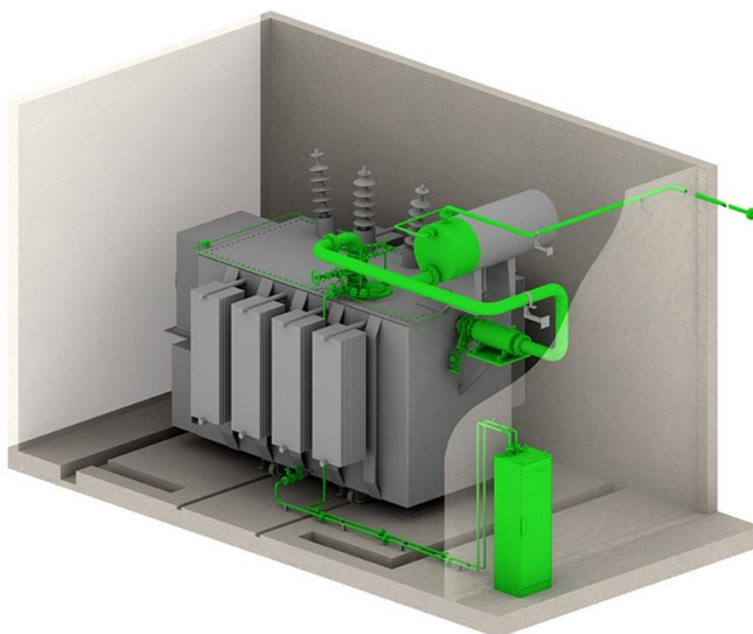


Figura A.25. Un conjunto de despresurización horizontal, un conjunto de despresurización para el cambiador de derivación bajo carga y un tanque de separación aceite-gas compartido. Fuente: Transproco.

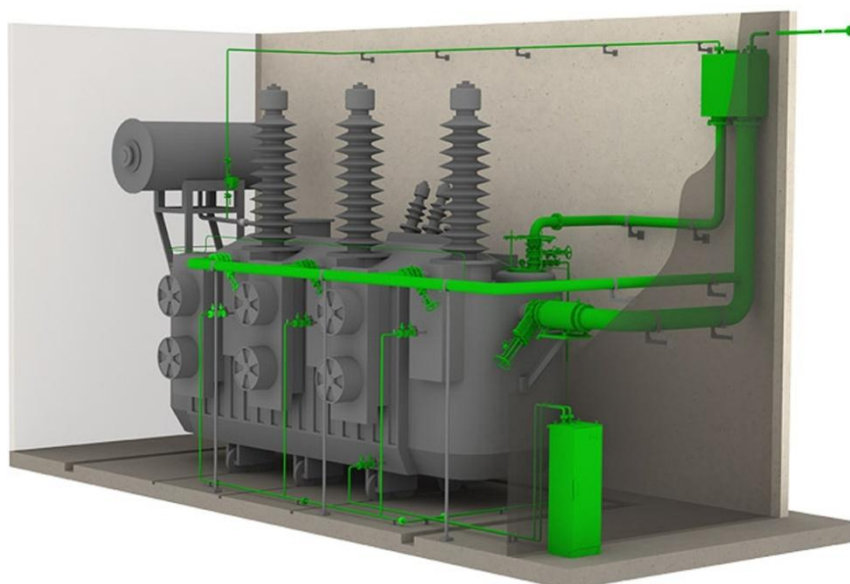
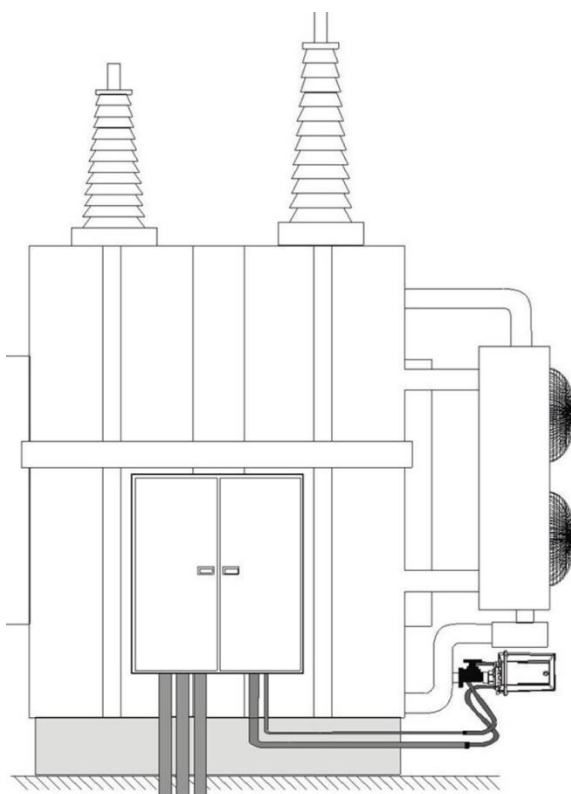


Figura A.26. Un conjunto de despresurización horizontal en el tanque principal, tres cajas de cables para boquillas en aceite, un conjunto de despresurización para el cambiador de derivaciones bajo carga y un tanque de separación aceite-gas fijado montado en la mampara. Fuente: Transproco.



Cuando el aislamiento de un transformador es sometido a gran estrés, se producen gases que se disuelven en el aceite. El equipo Hydran M2 monitorea gases disueltos y humedad en el aceite que alerta al personal sobre un desarrollo de falla en el transformador.

Figura A.27. Hydran M2 para monitoreo de transformadores. Fuente: GE Energy Services.



Figura A.28. Unidad de supervisión de transformador multi-gas. Fuente: Kelman.

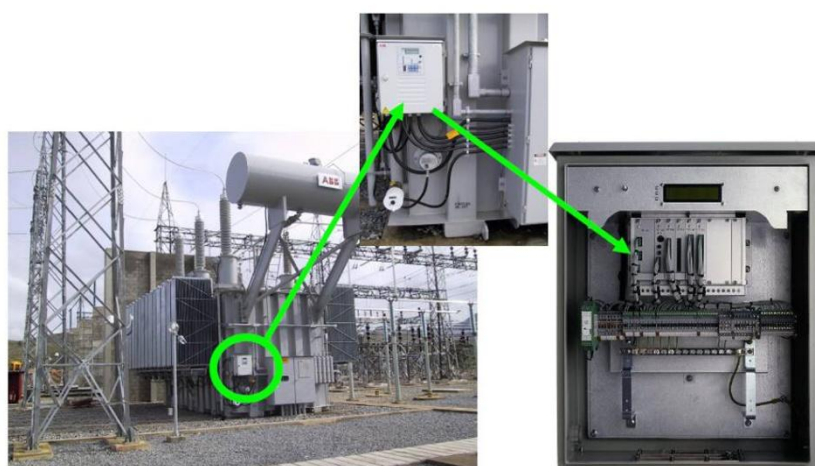
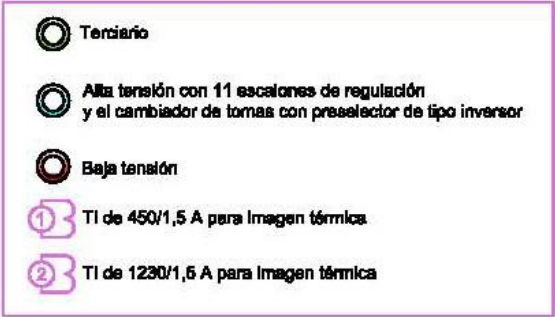


Figura A.29. Sistema de monitoreo en línea de un transformador de potencia. Fuente: ABB.



Debe suponerse que la rotación de fase es “ABC” a menos que se indique algo diferente.

Sabias que:

Según la norma que se aplique la designación de las bornas de un transformador son:

Primario:

U o H1

V o H2

W o H3

N o H0

Secundario:

u o X1

v o X2

w o X3

n o X0

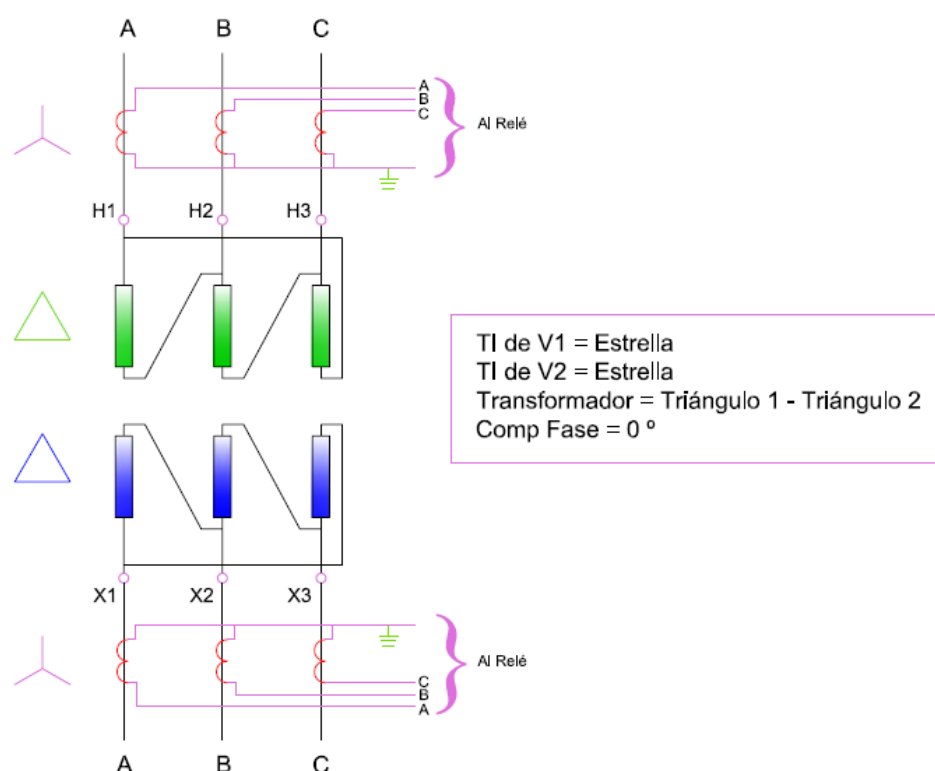


Figura A. 31. Ajustes diferenciales del relé (I).

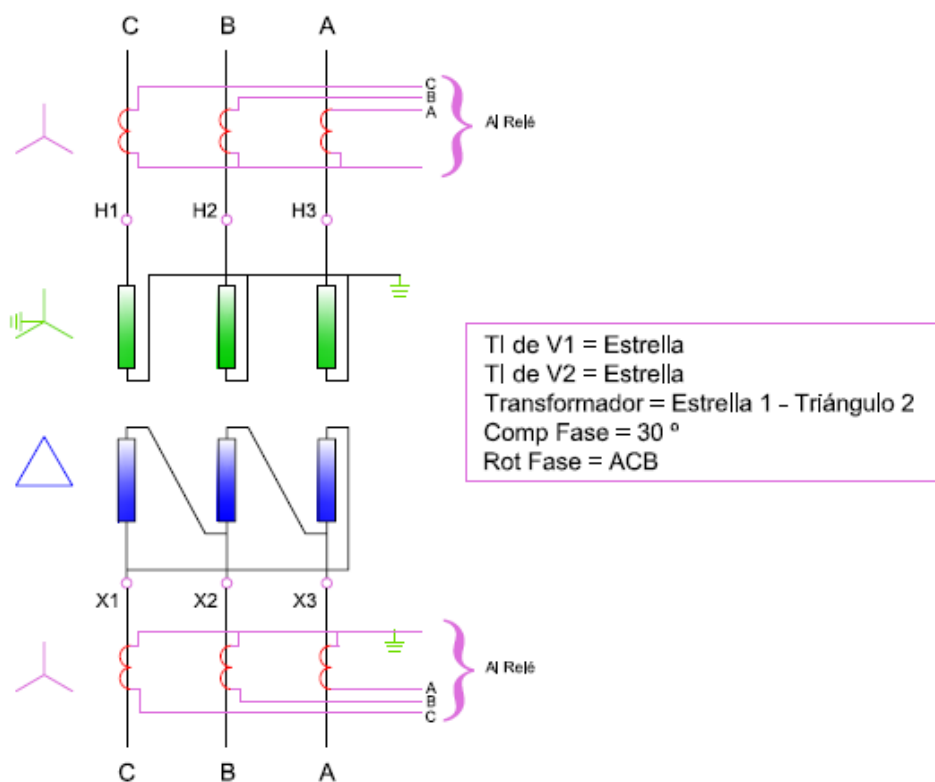


Figura A.32. Ajustes diferenciales del relé (II).

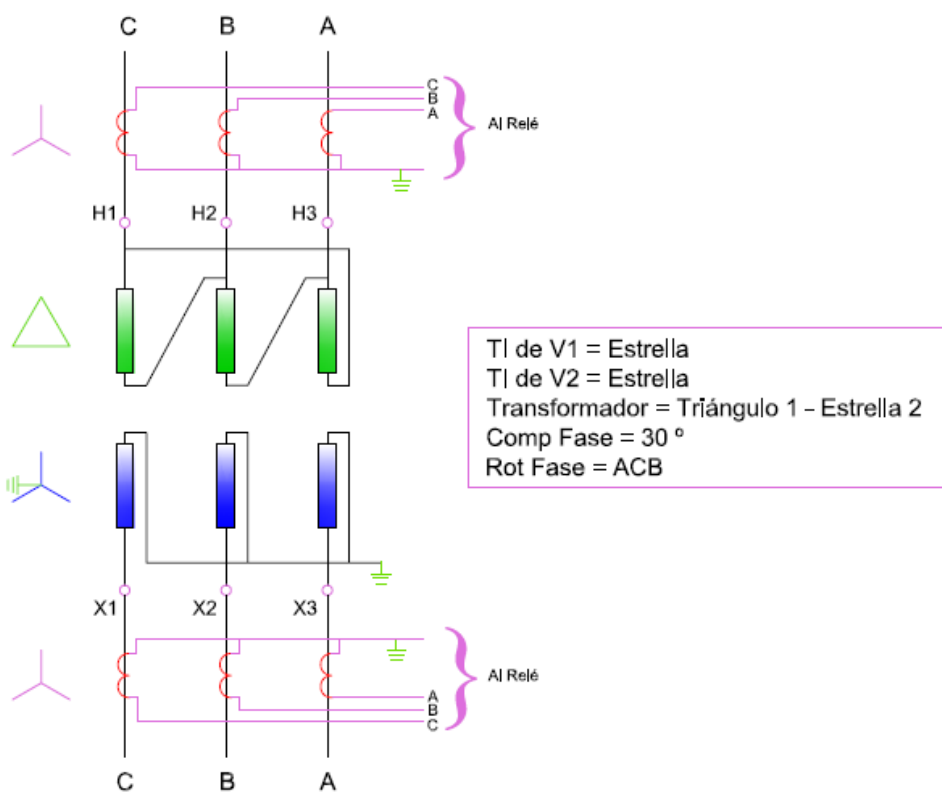


Figura A.33. Ajustes diferenciales del relé (III).

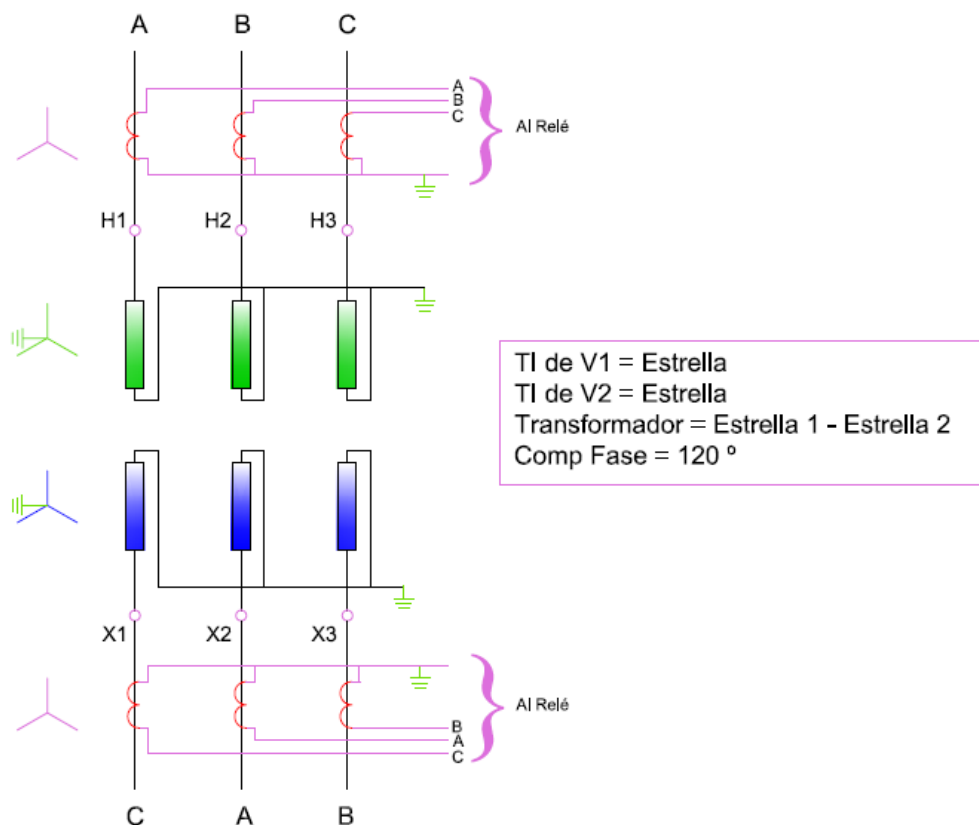
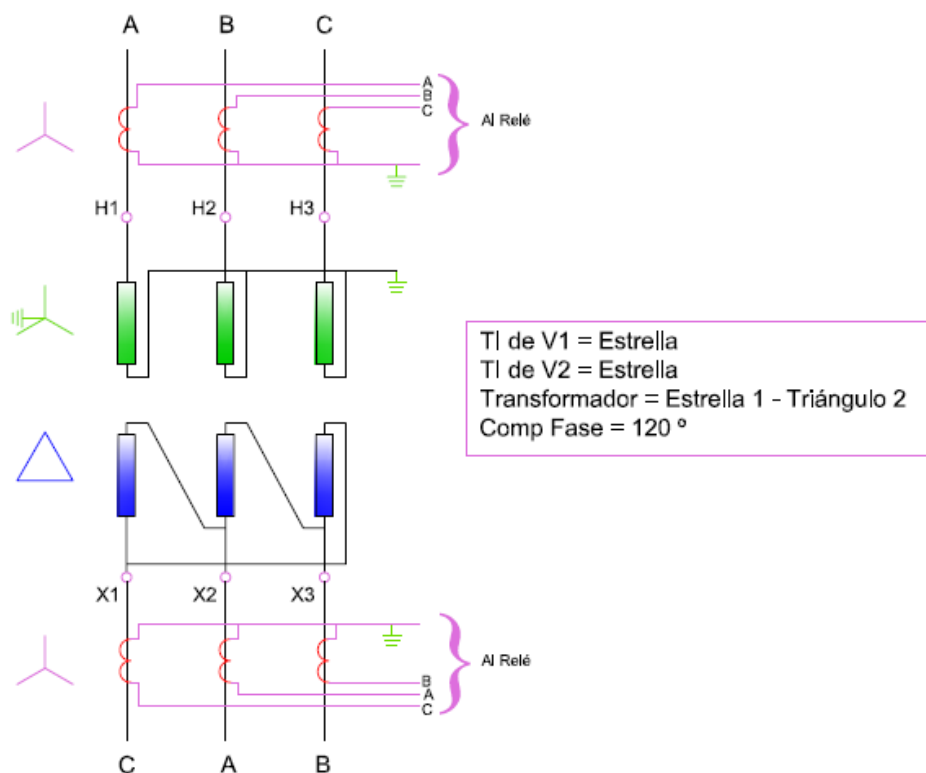


Figura A.34. Ajustes diferenciales del relé (IV).



Para controlar la prueba:

- Introducir los valores de tensión y frecuencia cuando C y $\cos \varphi$ / $\tan \delta$ van a medirse.
- Iniciar y detener la prueba.
- Supervisar el progreso de la medición y los resultados intermedios.
- Almacenar los resultados en un disco flash y en una tarjeta de memoria USB.

Este equipo incluye:

- Un transformador elevador de alta tensión.
- Un condensador de referencia (tipo gas a presión).
- La unidad para medir y comparar corrientes en amplitud y fase



Figura A.38. Equipos para medida del factor de potencia / factor de disipación.

Fuente: Omicron.

ANEXO 4. Mecanismos y sinópticos de aparamenta. Enclavamientos



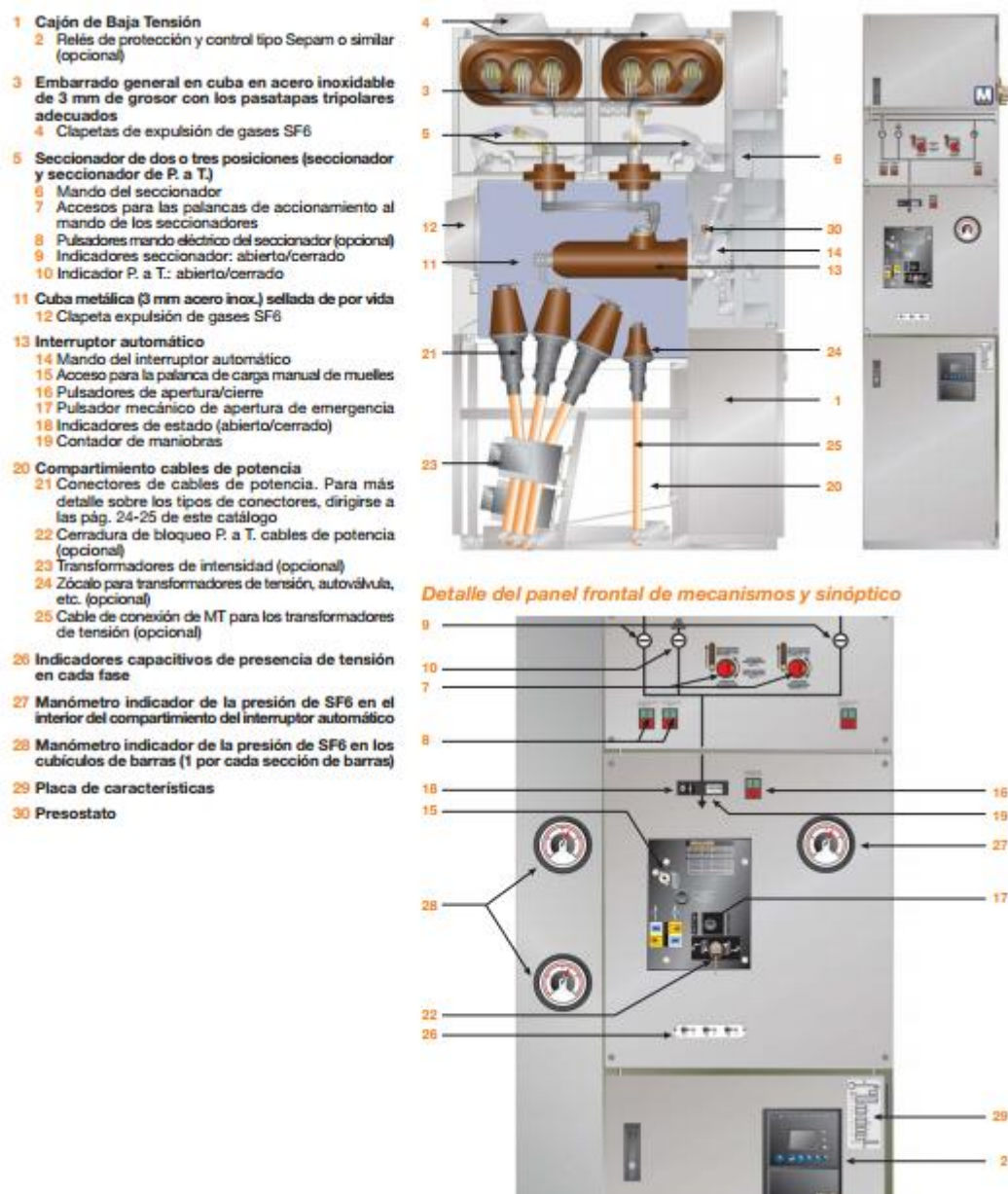


Figura A.39. Descripción de una celda blindada con aislamiento en SF6. Fuente: MESA.

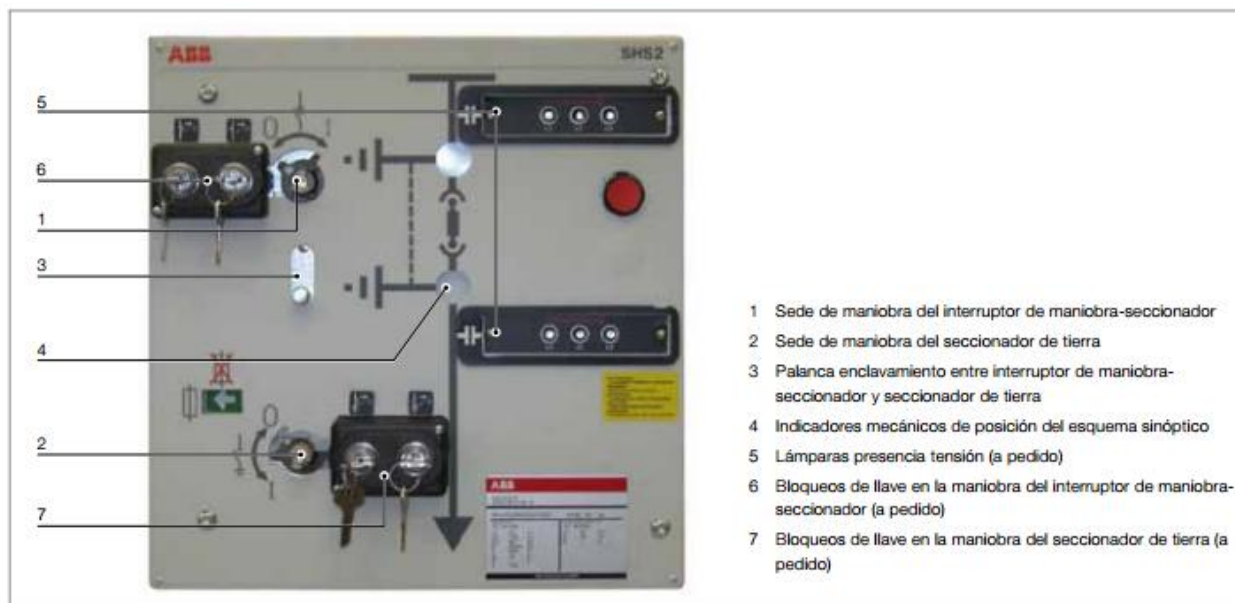


Figura A.40. Mando de un interruptor de maniobra – seccionador. Fuente: ABB.



Figura A.41. Enclavamiento en interruptor automático abierto y bloqueado. Llave extraíble.

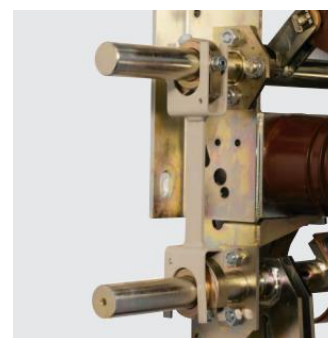


Figura A.42. Enclavamiento mecánico de un seccionador. Fuente: Siemens.

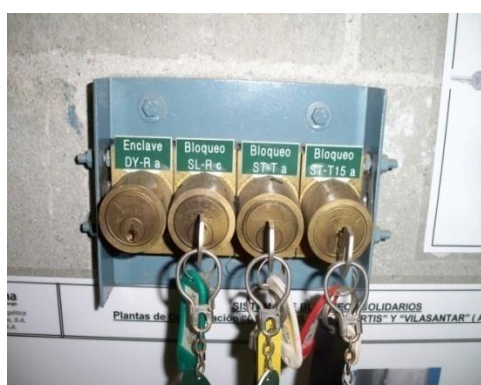


Figura A.43. Sistema de bloqueos solidarios.

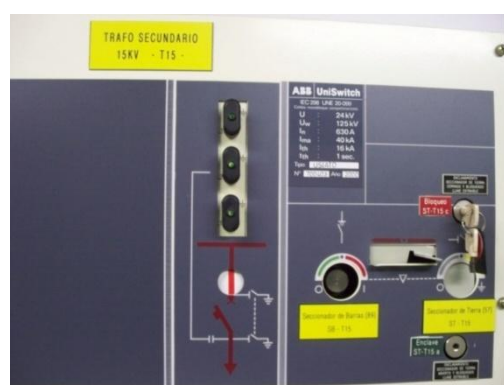


Figura A.44. Enclavamiento de seccionador de barras y de tierra.



Figura A.45. Enclavamiento de seccionador de tierra.



Figura A.46. Celda de interruptor y puesta tierra.



Figura A.47. Enclavamiento de seccionador.



Figura A.48. Enclavamiento de seccionador de puesta tierra.

OBJETIVO: Impedir el cierre de los seccionadores de puesta a tierra de las celdas 1 y 2 mientras que los dos interruptores no estén abiertos y enclavados.

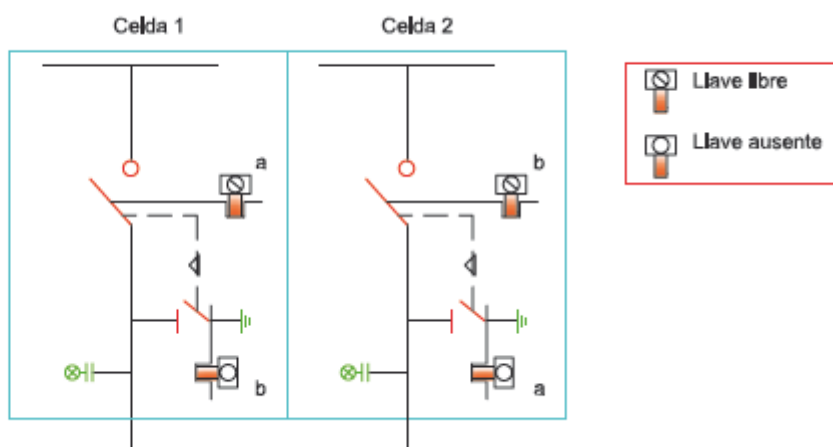


Figura A.49. Enclavamiento 1.

OBJETIVO: Impedir el cierre en tensión de los seccionadores de puesta a tierra mientras que las celdas de seccionador y de interruptor no estén enclavados en abierto.

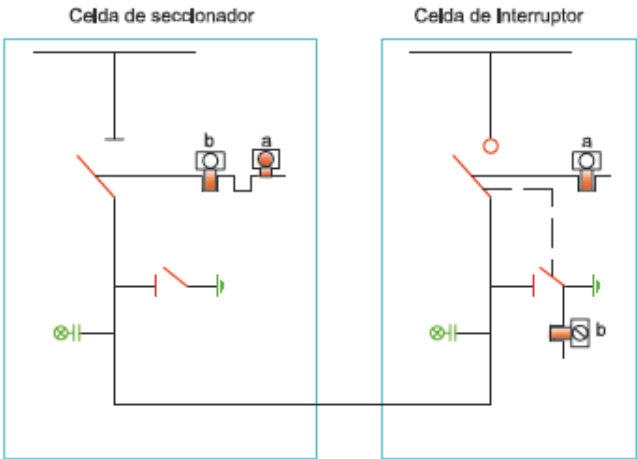


Figura A.50. Enclavamiento.

OBJETIVO: Impedir el cierre de la puesta a tierra de la cabina 2 hasta que el interruptor de la cabina 1 esté abierto y enclavado.

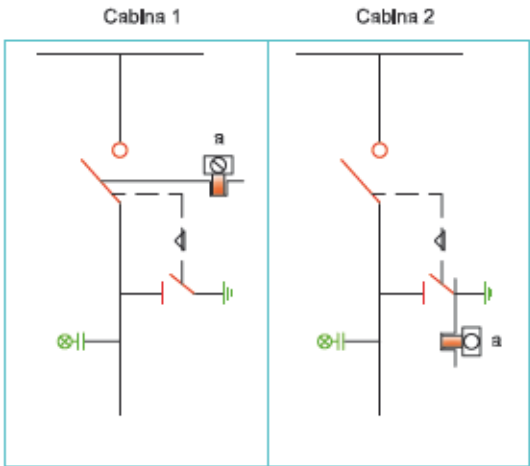


Figura A.51. Enclavamiento 3.

OBJETIVO: Impedir el cierre simultáneo de los dos interruptores.

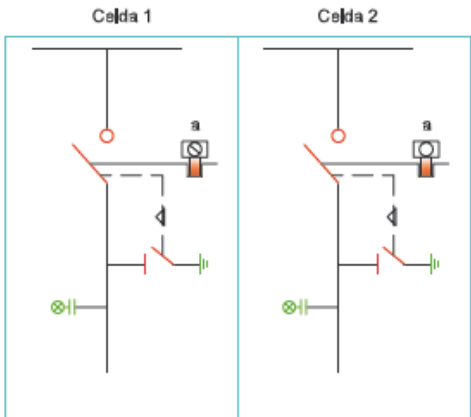


Figura A.52. Enclavamiento 4.

OBJETIVO: Impedir el acceso al transformador de distribución en tanto que el seccionador de puesta a tierra no esté cerrado y enclavado.

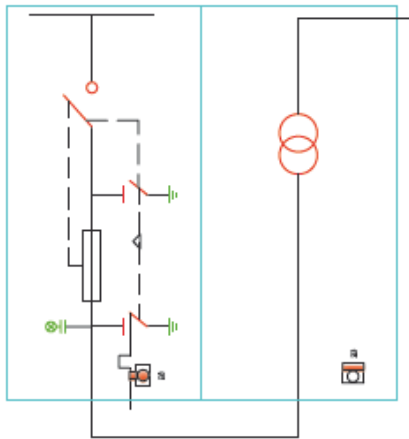
 Llave ausente
 Llave prisionera

Figura A.53. Enclavamiento 5.

OBJETIVO: Impedir el cierre del seccionador de puesta a tierra y el acceso a los fusibles en tanto que el disyuntor general de BT no esté abierto y enclavado.
Impedir el acceso al transformador si el seccionador de puesta a tierra no se ha cerrado previamente.

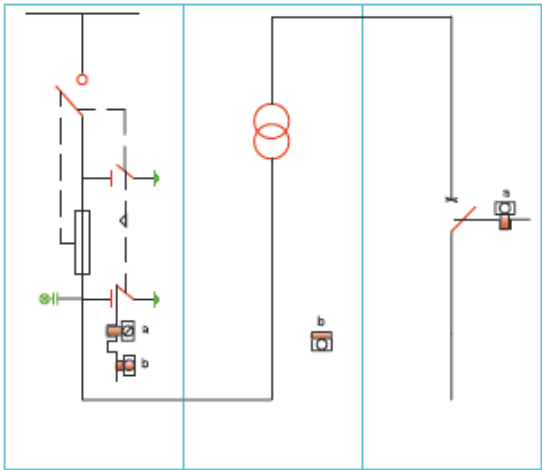
 Llave ausente
 Llave ausente
 Llave libre
 Llave prisionera

Figura A.54. Enclavamiento 6.

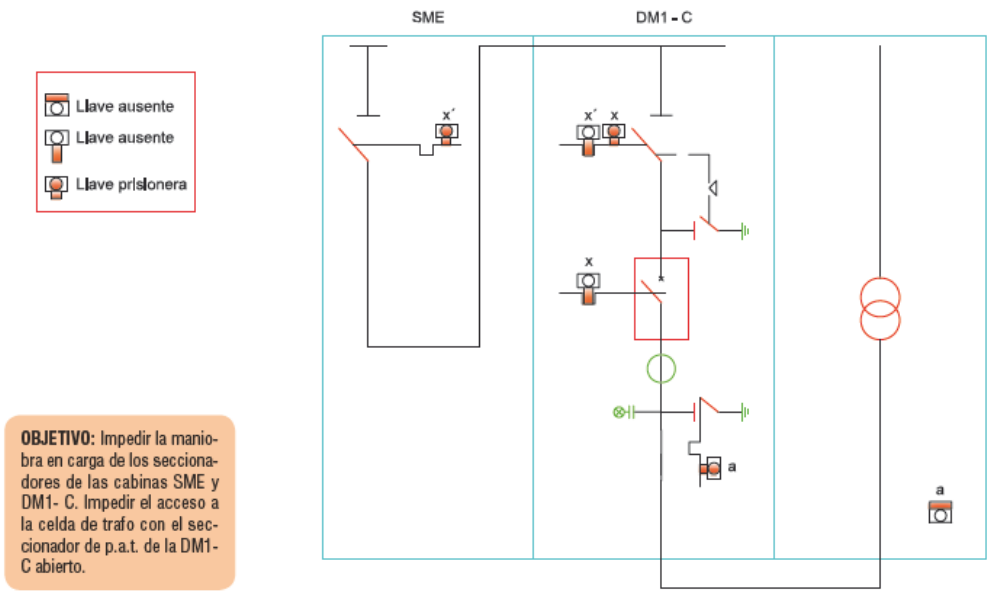


Figura A.55. Enclavamiento 7.

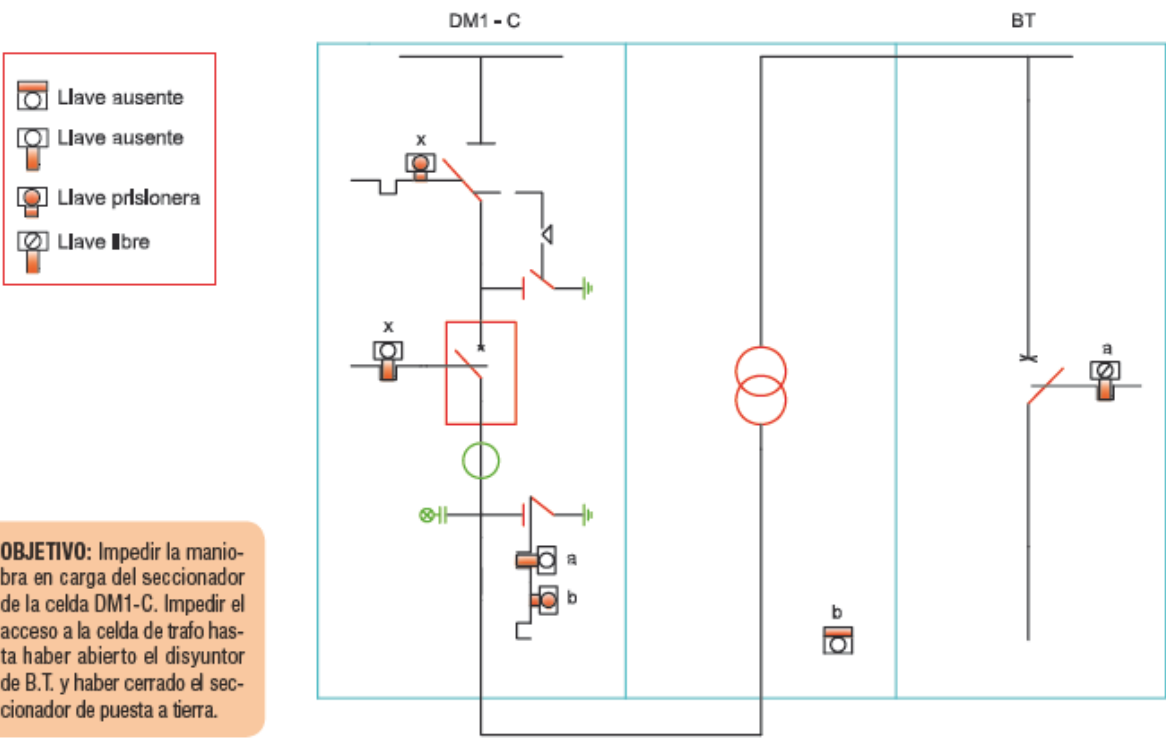
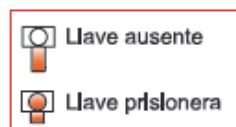


Figura A.56. Enclavamiento 8.



OBJETIVO: Impedir maniobrar en carga el seccionador (sin haber abierto el interruptor automático).

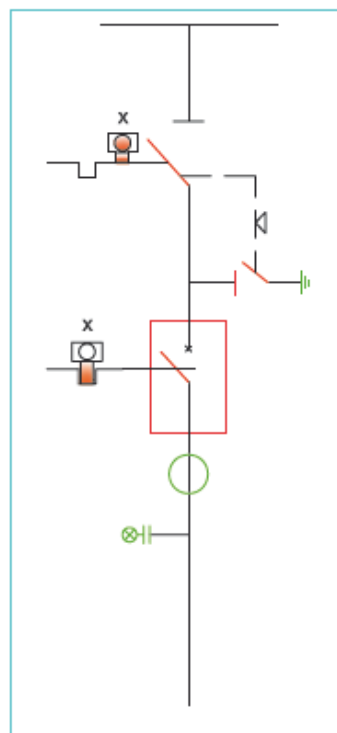


Figura A.57. Enclavamiento 9.

Enclavamientos en instalaciones de alta tensión en subestaciones. Criterio

Un enclavamiento es un dispositivo que condiciona la posibilidad de funcionamiento de un aparato de conexión a la posición o al funcionamiento de uno o varios de los otros elementos del equipo. También se pueden enclavar aparatos o elementos de un equipo con aparatos o elementos de otro equipo, así como el acceso a determinados recintos o celdas.

Los criterios generales a tener en cuenta para el diseño de los enclavamientos en una instalación e AT son:

- Los seccionadores no pueden establecer ni interrumpir la intensidad de carga. Esta operación la deben realizar los interruptores. Los seccionadores no se pueden abrir si por ellos circula corriente y no se pueden cerrar si entre sus extremos existe diferencia de potencial.
- Los interruptores no deben utilizarse para separar circuitos. Esta función la realizan los seccionadores que garantizan un nivel de aislamiento entre los contactos abiertos.

- Los enclavamientos deben realizarse preferentemente entre seccionadores, quedando los interruptores con la máxima independencia posible.
- En general, los transformadores de potencia se energizarán por el lado de AT.
- Los seccionadores de barras se enclavarán con los seccionadores de tierra de las barras.
- Los seccionadores de tierra de una posición de línea o de condensador se enclavarán con los seccionadores de barras de la misma posición.
- Los enclavamientos en los seccionadores se refieren a las órdenes de apertura y cierre.
- Los enclavamientos en los interruptores se refieren a las órdenes de cierre, quedando la apertura libre, salvo excepciones.
- Los enclavamientos eléctricos se realizarán siempre completos, con independencia de los enclavamientos mecánicos disponibles.

En la figura A.58., se muestra un ejemplo de enclavamientos en una subestación.

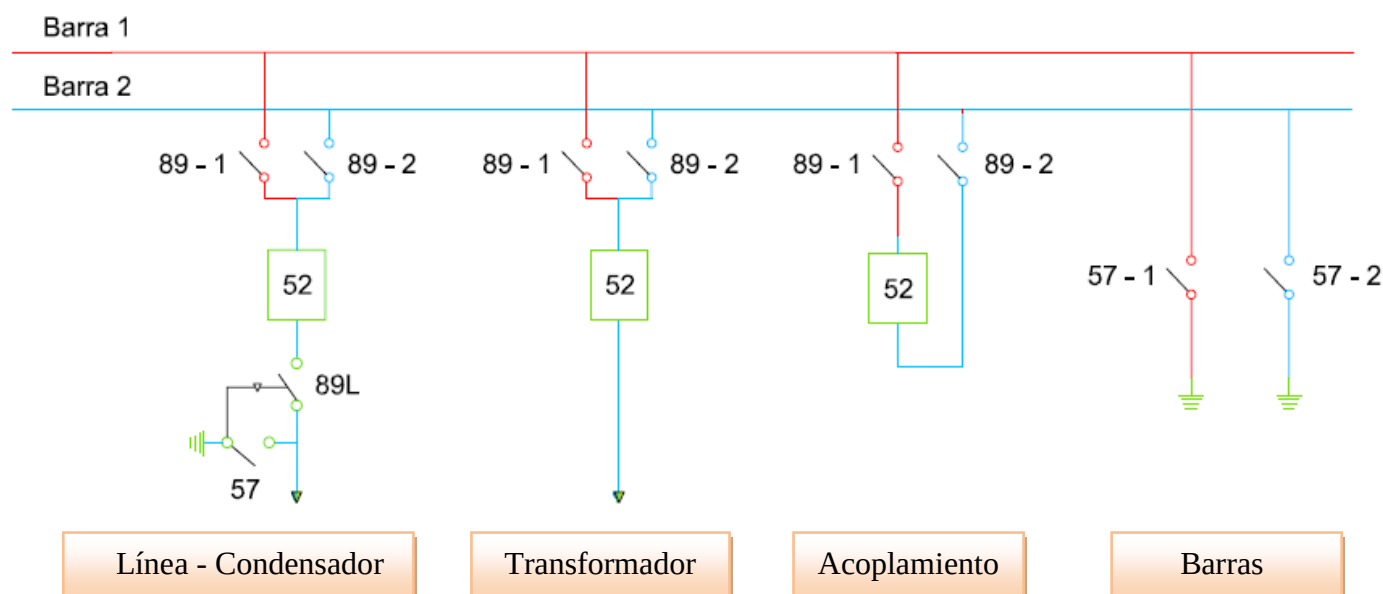


Figura A.58. Enclavamientos para distintas posiciones.

Posición línea: los seccionadores de barras (89) de la posición de línea-condensador pueden maniobrase, bien con acoplamiento transversal de barras (AC) cerrado y el otro seccionador (89) cerrado, de tal forma que siempre que haya camino para la corriente y no se tenga que establecerse o interrumpir corriente por el seccionador que se desea

maniobrar, o bien cuando el interruptor (52) está abierto, para maniobrar en carga, y las tierras de barras (57) y el seccionador de la otra barra (89) estén abiertos.

$$89 - 1 = [52(\text{abierto}) \times 89 - 2 (\text{abierto}) \times 57 - 1 (\text{abierto})] + [AC (\text{cerrado}) \times 89 - 2(\text{cerrado})]$$

$$89 - 2 = [52(\text{abierto}) \times 89 - 1 (\text{abierto}) \times 57 - 2 (\text{abierto})] + [AC (\text{cerrado}) \times 89 - 1(\text{cerrado})]$$

$x = y$ además

$+$ = o también

El seccionador de línea (89L) puede maniobrarse siempre que el interruptor automático (52) y el seccionador de puesta a tierra (57) estén abiertos.

$$89 - L = 52 (\text{abierto}) \times 57 (\text{abierto})$$

Para maniobrar el seccionador de puesta a tierra (57) el seccionador (89L) estará abierto, y no existirá tensión en la línea a poner a tierra. La condición de ausencia de tensión significa que el magnetotérmico de protección (98) del sistema de medida de tensión está cerrado y el relé de mínima de tensión (27L) está activado indicando ausencia de tensión.

$$57 = 89 - L (\text{abierto}) \times 98 (\text{cerrado}) \times 27L$$

La maniobra de cierre del interruptor automático (52) se condiciona al cumplimiento de las mismas condiciones indicadas para el interruptor automático de la posición de acoplamiento transversal.

52 = CE = condiciones eléctricas que enclavan la maniobra de cierre de un interruptor automático, tales como la ausencia de disparo o bloqueo en una protección (86), cumplimiento de las condiciones de sincronismo (25), ausencia de tensión en línea y otras que pudieran definirse.

Posición de condensadores: las condiciones para maniobra los seccionadores 89 – 1, 89 – 2 y 89 – L, son idénticas a las indicadas en la posición de línea.

Para maniobrar el seccionador de puesta a tierra (57) el seccionador (89L) estará abierto, y no existirá tensión en la línea a poner a tierra. La condición de ausencia de tensión significa que hay que esperar un tiempo desde que se abre el interruptor automático (52) para que la batería de condensadores se descargue y no haya cierre en presencia de tensión.

$$57 = 89 - L \text{ (abierto)} \times T2$$

La maniobra de cierre del interruptor automático (52) se condiciona al cumplimiento de las mismas condiciones que las indicadas para el interruptor automático de la posición de acoplamiento transversal y a esperar un tiempo desde que se abre el interruptor para que la batería de condensadores se descargue hasta un 10 % de su tensión nominal, y así pueda limitarse los efectos de la energización de la batería de condensadores.

$$52 = CE \times T1$$

T1 = Tiempo de pausa del interruptor

T2 = Tiempo de pausa del seccionador de puesta a tierra

Posición de transformador: las condiciones para maniobrar los seccionadores 89 – 1 y 89 – 2, son idénticas a las indicadas para la posición de línea, pero se añade la condición de que el lado de baja del transformador no tiene que estar puesto a tierra.

$$89 - 1 = [52 \text{ (abierto)} \times 89 - 2 \text{ (abierto)} \times 57 - 1 \text{ (abierto)} \times (\text{Auto} - 89)] + [\text{AC} \text{ (cerrado)} \times 89 - 2 \text{ (cerrado)}]$$

$$89 - 2 = [52 \text{ (abierto)} \times 89 - 1 \text{ (abierto)} \times 57 - 2 \text{ (abierto)} \times (\text{Auto} - 89)] + [\text{AC} \text{ (cerrado)} \times 89 - 1 \text{ (cerrado)}]$$

Auto – 89 = Estado de los aparatos en una posición que autorizan realizar maniobras de un seccionador

Posición de acoplamiento transversal: solamente se podrá maniobrar el seccionador (89) de una barra cuando el interruptor automático (52) esté abierto y siempre que el seccionador de puesta a tierra (57) de esa barra está abierto.

$$89 - 1 = 52 \text{ (abierto)} \times 89 - 1 \text{ (abierto)}$$

$$89 - 2 = 52 \text{ (abierto)} \times 89 - 2 \text{ (abierto)}$$

$$52 = CE$$

El cierre del interruptor automático (52) se condicionará a que se cumplan las condiciones eléctricas (CE) que enclavan la maniobra de cierre de un interruptor automático, tales como la ausencia de disparo o bloqueo en una protección (86), cumplimiento de las condiciones de sincronismo (25), ausencia de tensión en línea y otras que pudieran

El acoplamiento transversal de barras (AC) requerirá que se cumplan las condiciones que permiten el cierre del interruptor automático (52) y de los seccionadores (89 – 1 y 89 – 2).

$$AC \text{ (cerrado)} = 52 \text{ (cerrado)} \times 89 - 1 \text{ (cerrado)} \times 89 - 2 \text{ (cerrado)}$$

En la situación de acoplamiento de barras cerrado, los seccionadores (89 – 1 y 89 – 2) de la posición de línea – condensador pueden maniobrarse aunque su interruptor (52) esté cerrado, dado que no hay diferencia de potencial en sus extremos.

86 = Relé de disparo y bloqueo
25 = Condiciones de sincronismo

Posición de barras: solamente se podrá cerrar el seccionador de puesta a tierra (57) de una barra cuando todos los seccionadores (89) de su misma barra estén abiertos.

$$57 - 1 = \text{la totalidad de los seccionadores } 89 - 1 \text{ (abiertos)}$$

$$57 - 2 = \text{la totalidad de los seccionadores } 89 - 2 \text{ (abiertos)}$$

Anexo 5. Denominación genérica de posiciones de AT en subestaciones



5.1. Denominación **genérica** de una posición en una subestación o centro de reparto es la que designa a una posición, dentro de una instalación, atendiendo a su nivel de tensión y su ubicación relativa dentro de la misma. En su definición no tiene en cuenta ni su conexión con el resto de la red de distribución ni su naturaleza (posición de línea, transformador, acoplamiento, entre otros.).

Ejemplo:

- Zona – 32
- Celda – E05

Denominación de una **posición** en una subestación o centro de reparto es la que designa a una posición atendiendo únicamente a su naturaleza y a su relación con el resto de la red.

Ejemplo:

- Acoplamiento 132 kV
- L/Castroverde
- Trafo 5 220/132 kV

Dos posiciones de una misma subestación tendrán denominaciones genéricas diferentes. Dos posiciones de subestaciones distintas podrán tener una misma denominación genérica.

La denominación genérica es asignada, normalmente, por el proyectista.

La denominación no genérica de una posición de línea es asignada por el Dptº de Operación. Tendrán la misma denominación la línea que une dos subestaciones y la posición que esta línea tiene en cada una de ellas. De forma general será un nombre que haga referencia a las subestaciones de ambos extremos. Por ejemplo la línea que une las subestaciones de Cambre y el Cadavo en 132 kV y las posiciones correspondientes en cada una de ellas se denomina CAMCA.

En la elaboración de planos, bases de datos, listados, entre otros, se utilizará de forma generalizada la denominación “genérica” y se tratará de reducir al mínimo razonable la denominación “no genérica”, de forma que se minimicen los trabajos derivados de los cambios de nombre de líneas, por ejemplo por la apertura de líneas por nuevas subestaciones.

Sin ser rigurosos, aparecerá la doble denominación, tanto genérica como no genérica, en:

Esquemas unifilares / Planta general / Portadas de colecciones eléctricas (esquemas desarrollados, esquemas de cableados de zona, listas de cables, entre otros.) / Pantalla del unifilar del sistema de control digital / Letreros de campo.

Igualmente, sin ser rigurosos, aparecerá únicamente la denominación genérica (sin hacerlo la “no genérica”) en:

El interior de las colecciones eléctricas / Planos de obra civil / Planos de montaje de apartamento, de estructura metálica y resto de planos mecánicos / Lista de eventos.

En los criterios de denominación genérica distinguiremos entre parques de intemperie y de interior, y entre niveles de tensión.

5.2. Parques de intemperie

La denominación de las posiciones de intemperie se realizará, por ejemplo, como ZONA – XY, siendo X un dígito que hace referencia al nivel de tensión (1 o 2 para 50 kV, 3 hasta 7 para 132 kV, 8 para 220 kV y 9 para 400 kV) e Y un número correlativo.

Configuración de doble barra

- BARRAS-1: será la situada más al norte o al oeste.
- BARRAS-2: será la situada más al sur o al este.
- Las posiciones se nombrarán como ZONA-10 en adelante las de 50 kV (hasta ZONA-29), como ZONA-30 en adelante (hasta ZONA-79) las de 132 kV, como ZONA-80 hasta ZONA-89 las de 220 kV y como ZONA-90 hasta ZONA-99 las de 400 kV comenzando por el extremo no ampliable. Si ambos extremos lo son, o ninguno, se nombrarán de izquierda a derecha con barras al frente y el edificio a la espalda, dejando como reserva los números correspondientes a las posibles posiciones futuras y comenzando en la primera posición equipada con el número que le corresponda.

Configuración de simple barra

- BARRAS: será la única barra.
- Las posiciones se nombrarán de la misma forma que para la doble barra.

Configuración de simple barra partida

- BARRAS-A: será la situada más a la izquierda con las barras al frente y el edificio a la espalda.
- BARRAS-B: será la situada a continuación de la barra A, de izquierda a derecha con las barras al frente y el edificio a la espalda.
- Las posiciones se nombrarán de la misma forma que para la doble barra.

5.3. Parques de interior

Los parques de interior serán de tecnología blindada.

La denominación de las posiciones de interior se realizará como CELDA-XYZ, siendo X una letra que hace referencia al nivel de tensión (C para 400 kV, D para 220 kV, E para 132 kV, F para 50 kV y J para 20 kV).
e YZ un número correlativo comenzando por el 01.

Configuración de doble barra

- BARRAS-1: será la denominada como tal por el fabricante.
- BARRAS-2: será la denominada como tal por el fabricante.
- Las posiciones se nombrarán como CELDA-XYZ comenzando por el extremo no ampliable de la sala. Si ambos extremos lo son, o ninguno, se nombrarán de izquierda a derecha con barras y sinóptico de la celda al frente y dejando en reserva los números correspondientes a los huecos equipables.

Configuración de doble barra partida

- BARRAS-1A y BARRAS-2A: serán las situadas más cerca de la sala de control.
- BARRAS-1B y BARRAS-2B: serán las situadas a continuación de las 1A/2A.
- BARRAS-1C y BARRAS-2C y posteriores: serán las situadas a continuación de las predecesoras.
- Las posiciones se nombrarán de la misma forma que para doble barra. Si hay huecos en previsión de celdas futuras en el extremo correspondiente al tramo 1A/2A se reservarán los números correspondientes, comenzando con la primera posición equipada con el que le corresponda (no con 01).

Configuración de simple barra

- BARRAS: será la única barra.
- Las posiciones se nombrarán de la misma forma que para la doble barra.

Configuración de simple barra partida

- BARRAS-A: será la situada más cerca de la sala de control.
- BARRAS-B: serán las situadas a continuación de la A.
- BARRAS-C y posteriores: serán las situadas a continuación de las predecesoras.
- Las posiciones se nombrarán de la misma forma que para la doble barra.

5.4. Ejemplos

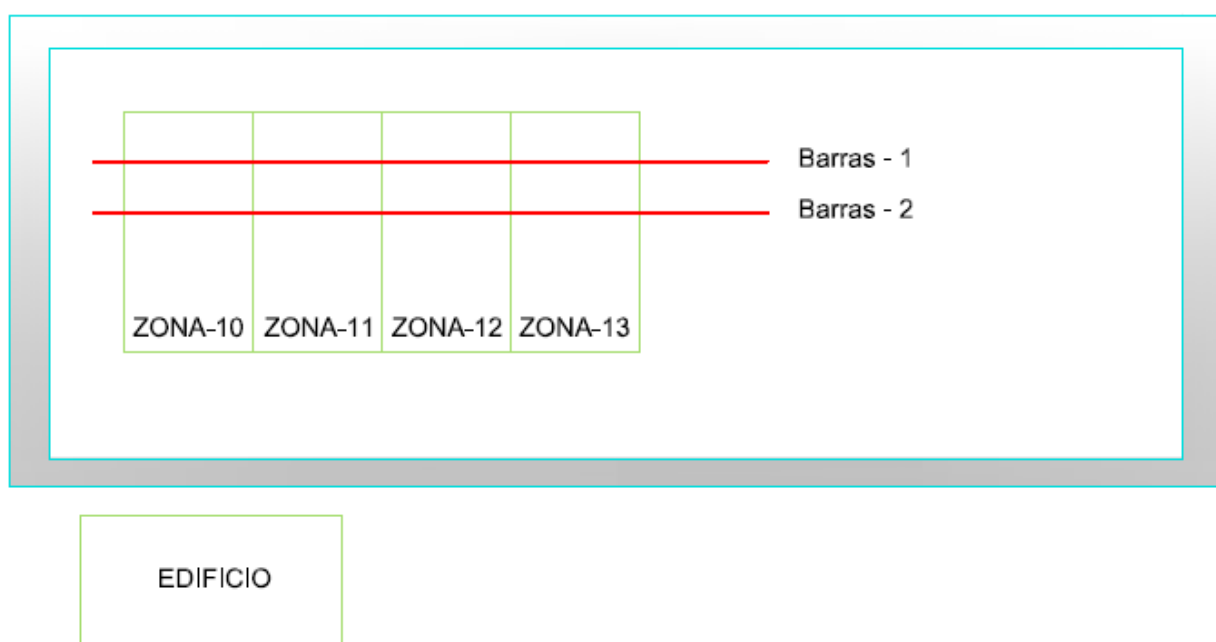


Figura A.59. Posición 50 kV intemperie con un extremo no ampliable.

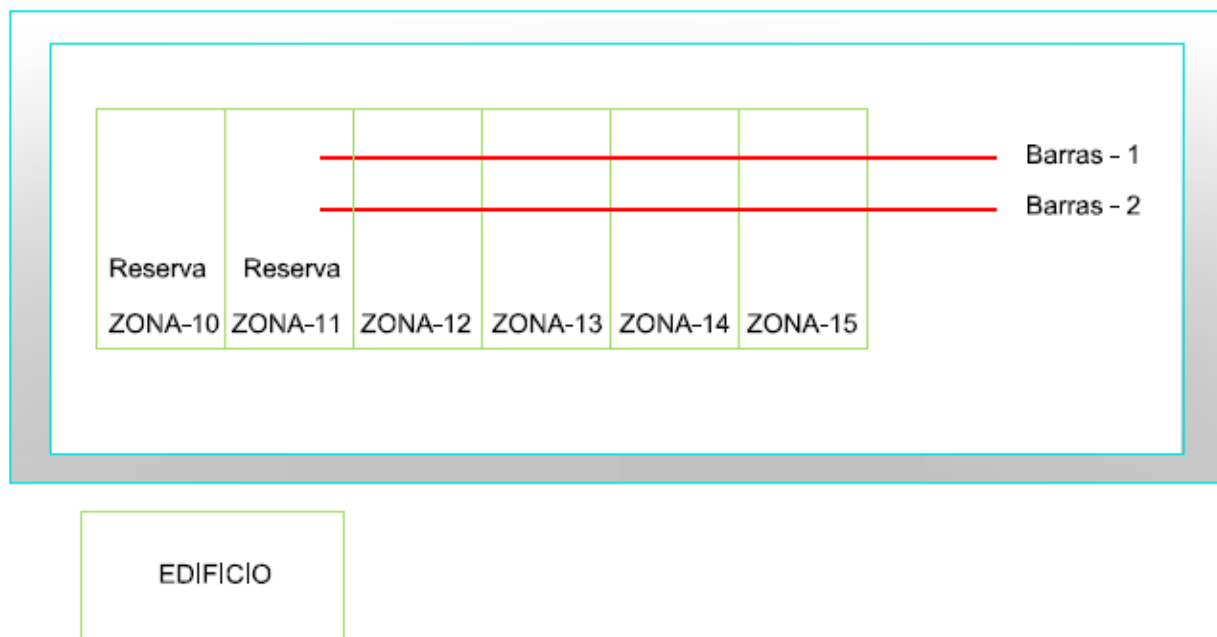


Figura A.60. Posición 50 kV intemperie ampliable en ambos extremos.



Figura A.61. Posición 132 kV interior con un extremo no ampliable.

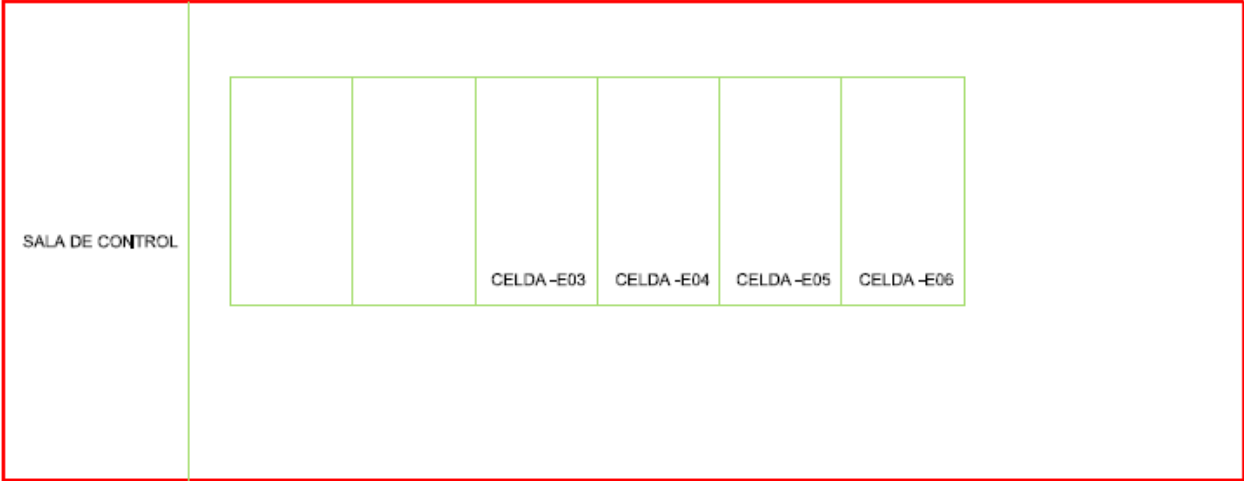


Figura A.62. Posición 132 kV interior ampliable en ambos extremos.



Figura A.63. Posición 20 kV doble/simple barra partida. Ampliable la sala A.

Anexo 6. Configuración de subestaciones



En este anexo se indican los principales esquemas y configuraciones normalizadas de subestaciones eléctricas.

Las configuraciones son las especificadas por la empresa eléctrica Iberdrola.

Los criterios de fiabilidad que debe cumplir la red eléctrica de distribución son:

- En estado normal (sin fallo de ningún elemento), no debe existir sobrecargas ni tensiones antirreglamentarias en ningún elemento de la red.
- La red deberá soportar el fallo simple de un elemento (N-1) sin sobrecargas, por encima de los límites máximos, en el resto de elementos de la red y sin superar los valores de potencia no garantizada (PNG).

Criterio N-1: Con carácter general, las redes de distribución estarán diseñadas para poder continuar suministrando energía a todo el mercado y sin violar los límites que se especifican en el funcionamiento de la red en estado de emergencia ante el fallo de uno de sus equipos de potencia (contingencia de línea o transformador), realizando las maniobras de operación necesarias.

Los grupos de conexión en todos los niveles de tensión deben permitir el acoplamiento de la red, aunque la explotación sea radial.

6.1. Esquemas y configuraciones

Los esquemas que se indican a continuación son diagramas explicativos simplificados, y no esquemas unifilares detallados. En ellos:

- No se representan los seccionadores, salvo en los casos de posiciones de seccionador sin interruptor automático.
- No se representan los transformadores de intensidad ni de tensión.
- La secuencia física de las posiciones no tiene porque corresponder con la indicada.
- Se representa siempre la configuración en alcance final; la subestación podrá construirse inicialmente con un alcance menor.

Subestaciones transformadoras MAT/AT.

Subestación transformadora MAT/AT		220 A	132 A1	132 A2
Sistema MAT	Embarrado	Doble barra	Doble barra	Simple barra
	Aislamiento	GIS/Intemperie	GIS/Intemperie	Intemperie
	Nº máx posiciones	4L + 2T + EB	4L + 2T + EB	2L + 2T + PB
Sistema AT	Embarrado	Doble barra	Doble barra	Simple barra partida
	Aislamiento	GIS/Intemperie	GIS/Intemperie	GIS/Intemperie
	Nº máx posiciones	8L/Trafo	6L/Trafo	6L/Trafo
Número máximo de transformadores		2	2	2
Potencia máxima	66 kV	125 MVA (YNyn0)	80 MVA (YNa0)	80 MVA (YNa0)
de transformador y grupo de conexión	45 kV	100 MVA (YNyn0)	63 MVA (YNyn0)	63 MVA (YNyn0)
	30 kV	60 MVA (YNd11)	60 MVA (YNd11)	60 MVA (YNd11)

Las subestaciones serán diseñadas para alojar un máximo de dos transformadores. En el caso excepcional de ser ineludible la instalación de un transformador adicional, el diseño no estará normalizado.

Tabla A.26. Subestaciones transformadoras MAT/AT.

Los esquemas eléctricos correspondientes a 220 A / 132 A1 / 132 A2 se indican en las siguientes figuras.

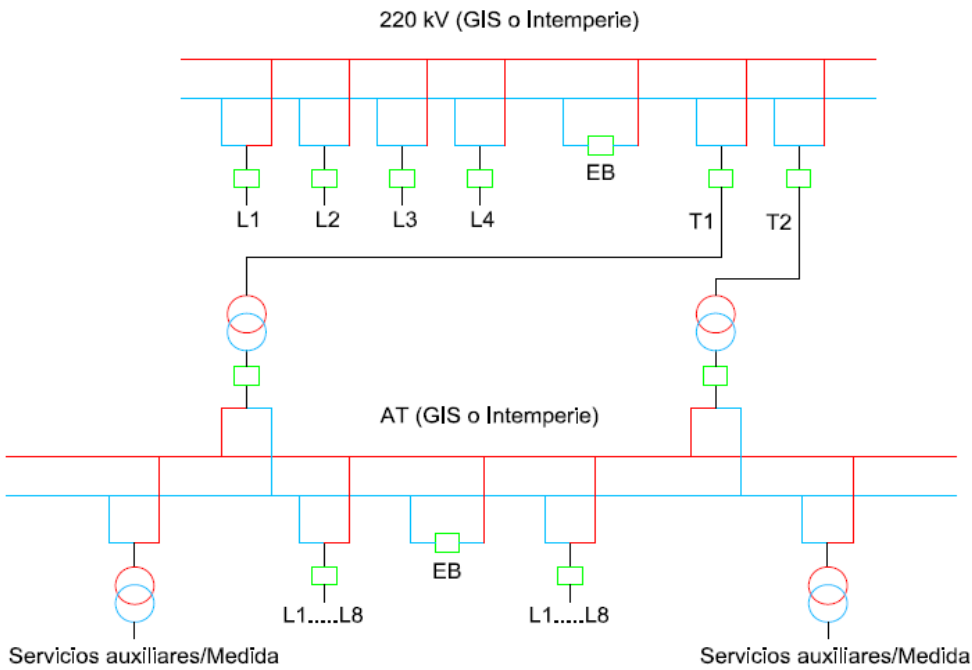


Figura A.64. Esquema de conexión 220 A (MAT/AT, doble barra).

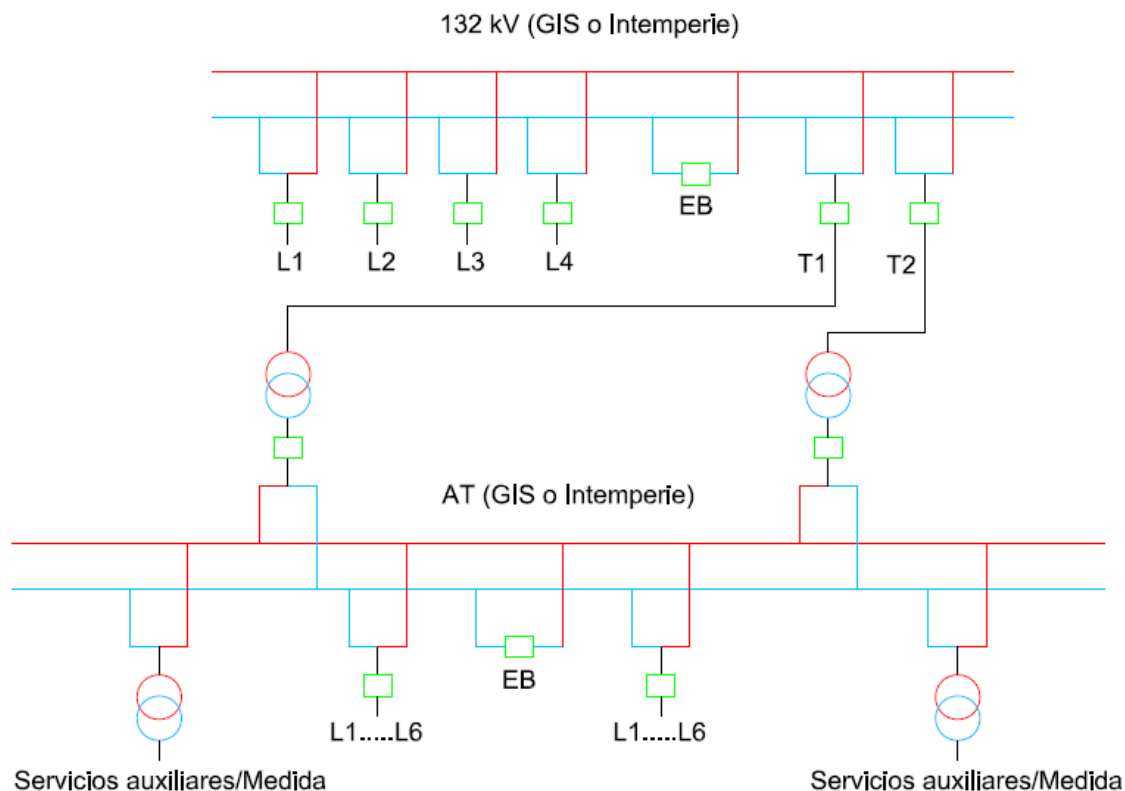
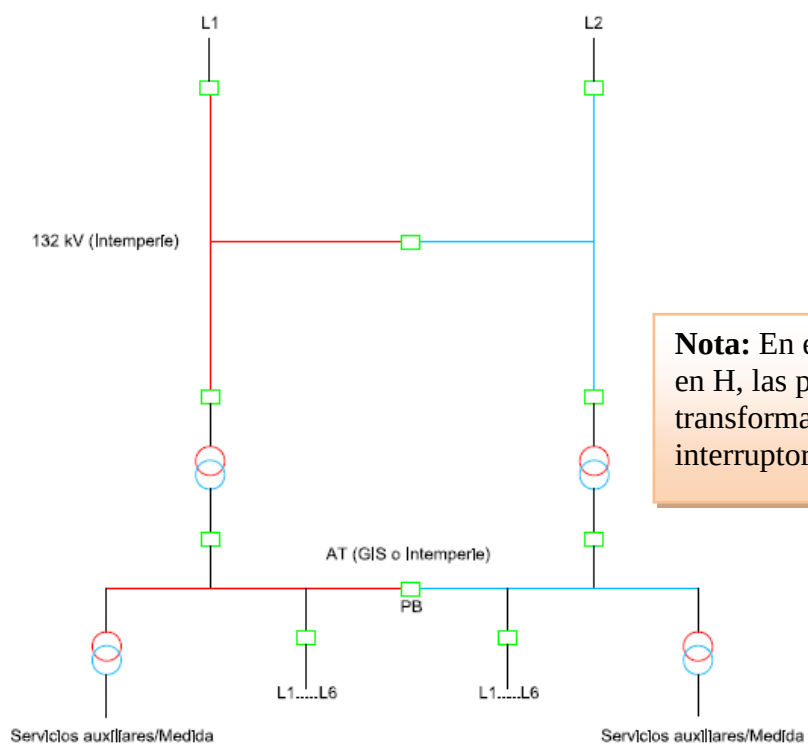


Figura A.65. Esquema de conexión 132 A1 (MAT/AT, doble barra).



Nota: En el caso de configuración en H, las posiciones de 132 kV de transformador no dispondrán de interruptor, únicamente seccionador

Figura A.66. Esquema de conexión 132 A2 (MAT/AT, simple barra).

Subestaciones transformadoras MAT/MT

Subestación transformadora		220 B	132 B1	132 B2	132 C
MAT/AT					
Sistema MAT	Embarrado	Doble barra	Doble barra	Doble barra	Simple barra
	Aislamiento	GIS/Intemperie	GIS	Intemperie	Intemperie
	Nº máx posiciones	4L + 3T + EB	4L + 3T + EB	4L + 2T + EB	2L + 2T + PB
Sistema MT	Embarrado	Doble barra	Doble barra	Simple barra	Simple barra
	Aislamiento	GIS	GIS	GIS	GIS
	Nº máx posiciones	2 módulos 10L	2 módulos 8L	2 módulos 8L	2 módulos 8L
Número máximo de transformadores		3	3	2	2
Potencia máxima de transformador y grupo de conexión		50 MVA (YNd11)	40 MVA (YNd11)	40 MVA (YNd11)	40 MVA (YNd11)
Batería de condensadores	20 kV	10,8 MVA _r / módulo MT	7,2 MVA _r / módulo MT	7,2 MVA _r / módulo MT	7,2 MVA _r / módulo MT
	< 20 kV	7,2 MVA _r / módulo MT			

Tabla A.27. Subestaciones transformadoras MAT/MT.

Los esquemas eléctricos correspondientes a 220 B / 132 B1 / 132 B2 / 132 C se indican en las siguientes figuras.

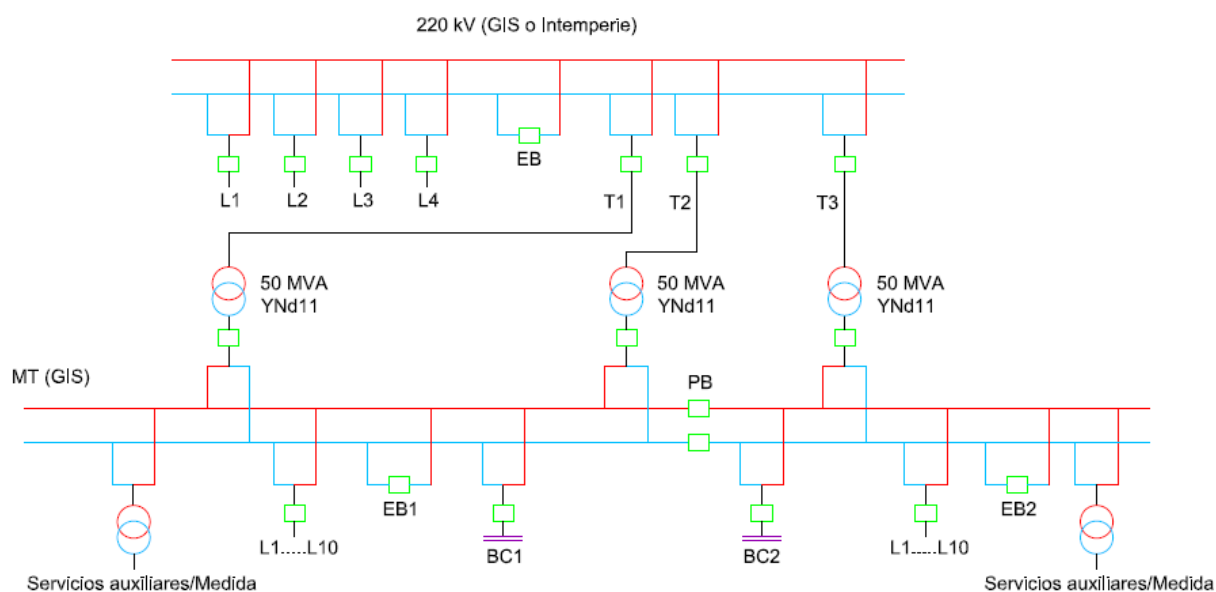


Figura A.67. Esquema de conexión 220 B (doble barra).

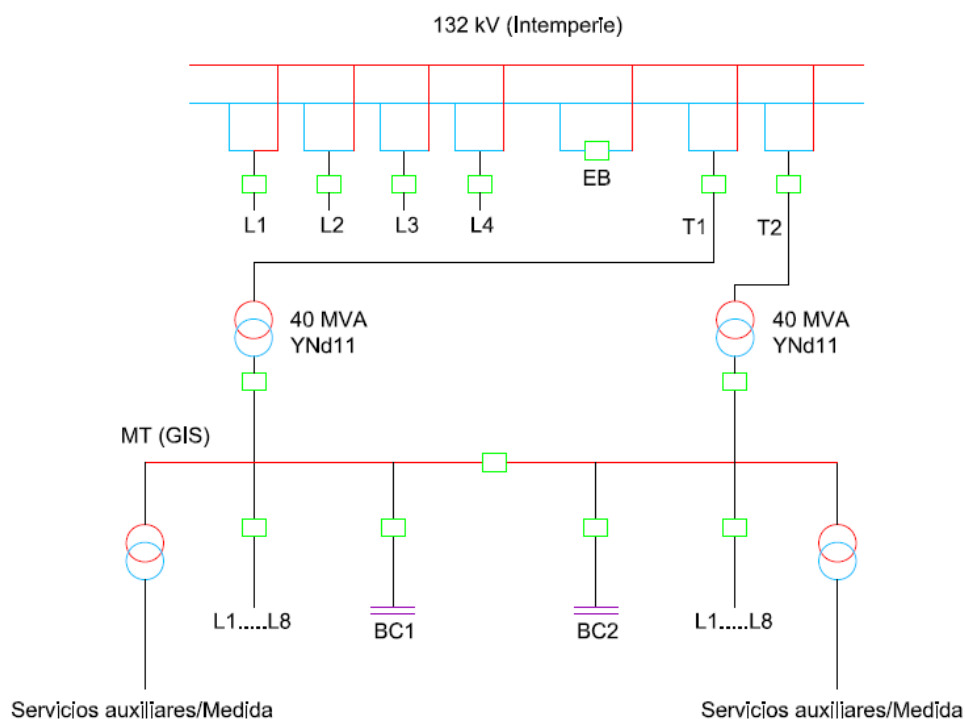
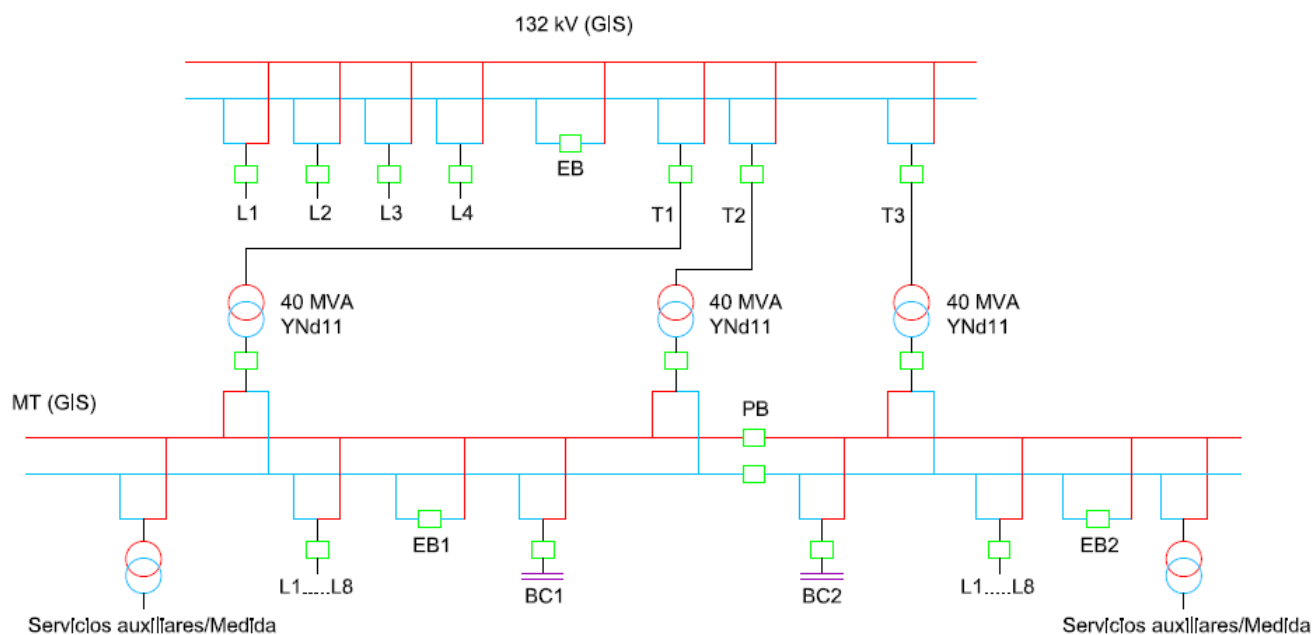


Figura A.68. Esquema de conexión 132 B1 (doble barra, GIS).



Nota: En el caso de configuración en H, las posiciones de 132 kV de transformador no dispondrán de interruptor, únicamente seccionador.

Figura A.69. Esquema de conexión 132 B2 (doble barra, intemperie).

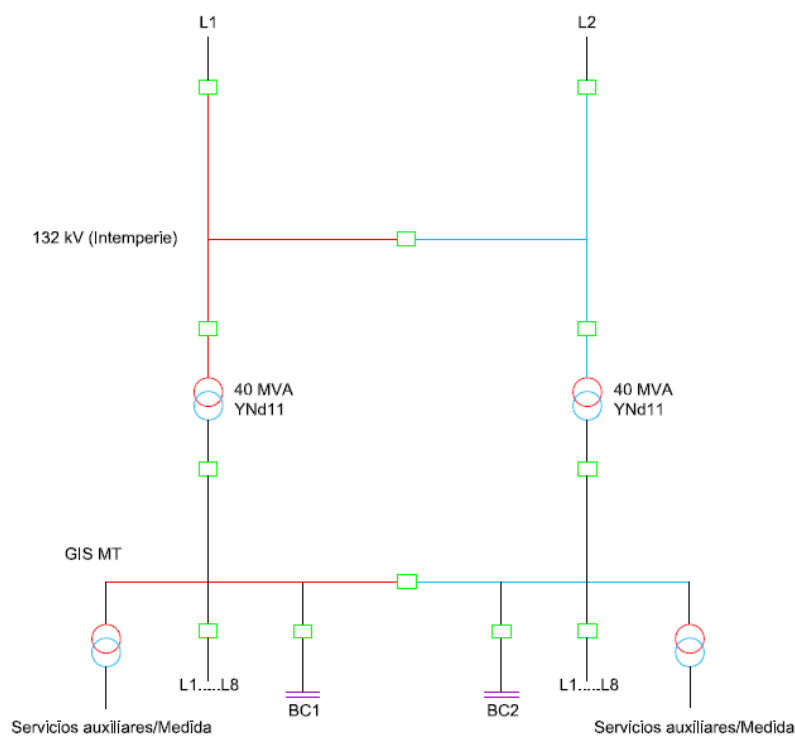


Figura A.70. Esquema de conexión 132 C (simple barra).

Subestación de reparto AT/MT		66/45/30 B	66 C	66 H	45 C
Sistema AT	Embarrado	Doble barra	Simple barra	H	Simple barra
	Aislamiento	GIS	AIS	AIS	GIS
	Nº máx posiciones	4L + 2T + EB	2L + 2T + PB	2L + 2T + PB	2L + 2T + PB
Sistema MT	Embarrado	Simple barra	Simple barra	Simple barra	Simple barra
	Aislamiento	GIS	GIS	GIS	GIS
	Nº máx posiciones	6L / Trafo	6L / Trafo	6L / Trafo	4L/Trafo
	Icc apartamenta	25 kA	25 kA	25 kA	20 kA
Número máximo de transformadores		2	2	2	2
Potencia máxima de transformador		20 MVA	20 MVA	20 MVA	10 MVA
Grupo de conexión	AT/20 o 15 kV	YNd11	YNd11	YNd11	YNd11
	AT/13 kV	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11
Batería de condensadores		3,6 MVar/trafo	3,6 MVar/trafo	3,6 MVar/trafo	2,7 MVar/trafo
Protección línea AT		Si	Si	NO	SI

Tabla A.28. Subestaciones de reparto AT/MT.

Subestación de reparto		45 H	45 D	30 H	30 D
AT/MT					
Sistema AT	Embarrado	H	Transf Líneas		
	Aislamiento	GIS	GIS	GIS	GIS
	Nº máx posiciones	2L + 2T + PB	2L + T	2L + 2T + PB	2L + T
Sistema MT	Embarrado	Simple barra	Simple barra	Simple barra	Simple barra
	Aislamiento	GIS	GIS	GIS	GIS
	Nº máx posiciones	4L / Trafo	4L	4L / Trafo	4L / Trafo
	Icc aparamenta	20 kA	20 kA	20 kA	20 kA
Número máximo de transformadores		2	1	2	1
Potencia máxima de transformador		10 MVA	10 MVA	10 MVA	10 MVA
Grupo de conexión	AT/20 o 15 kV	YNd11	YNd11	----	----
	AT/13 kV	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11
Batería de condensadores		2,7 MVar/trafo	2,7 MVar/trafo	----	----
Protección línea AT		No	No	No	No

Tabla A.29. Subestaciones de reparto AT/MT (continuación).

Los esquemas eléctricos correspondientes a 66/45/30 B, 66 C, 66 H, 45 C, 45 H, 45 D, 30 H y 30 D se indican en las siguientes figuras.

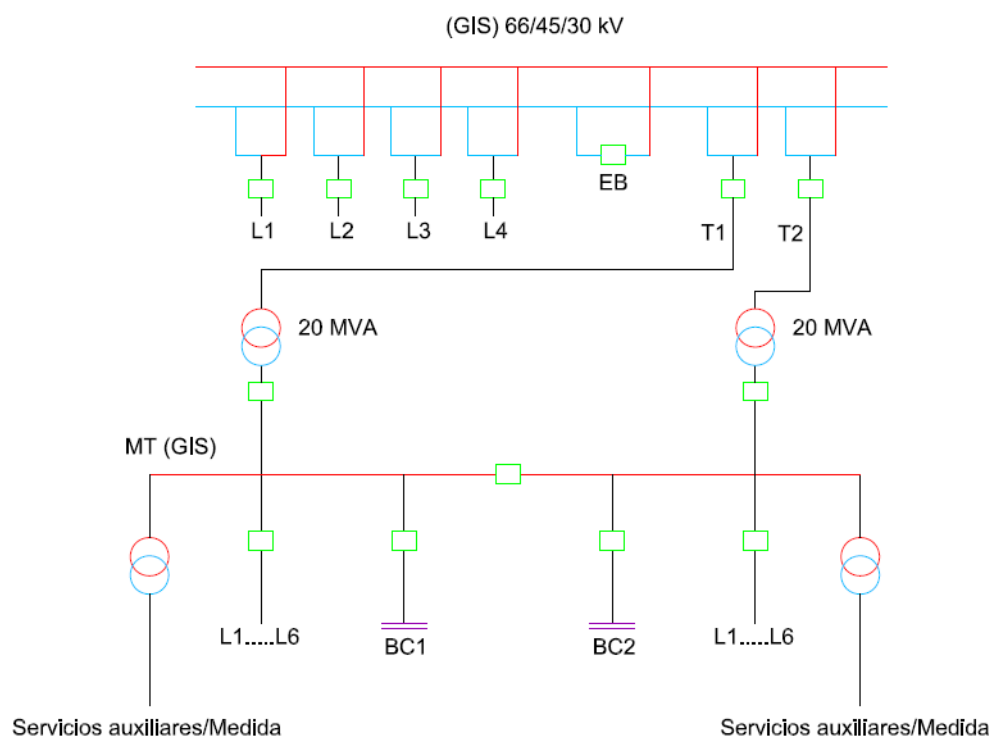


Figura A.71. Esquema de conexión 66/45/30 B (Doble barra).

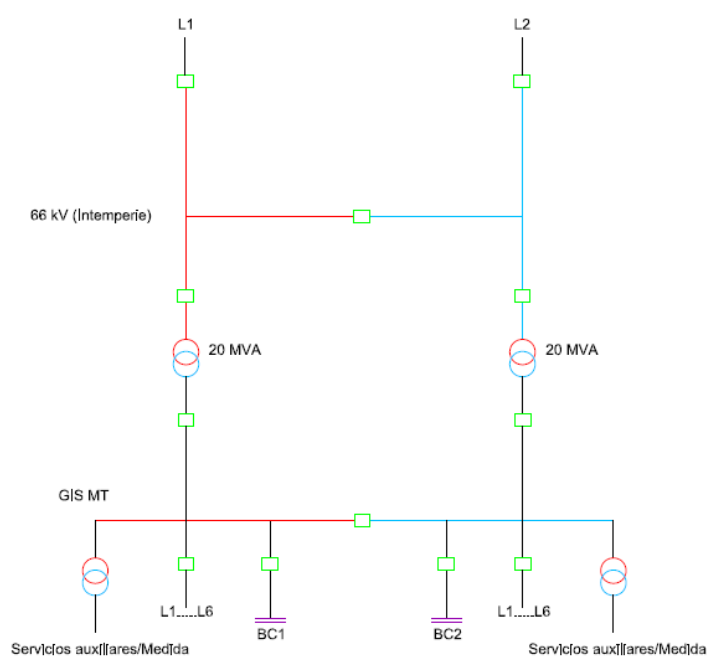


Figura A.72. Esquema de conexión 66 C (Simple barra).

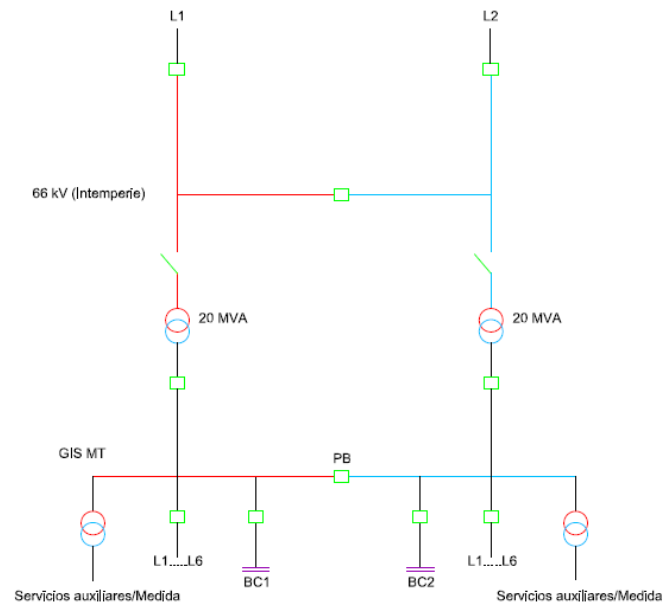


Figura A.73. Esquema de conexión 66 H (Esquema H).

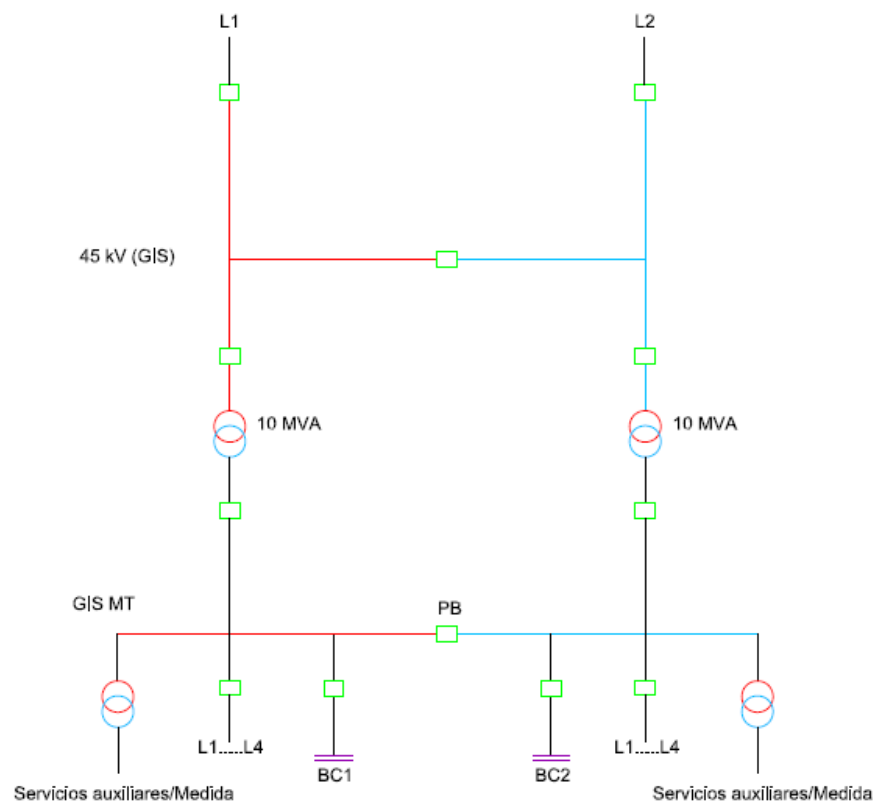


Figura A.74. Esquema de conexión 45 C (Simple barra, Entrada/Salida).

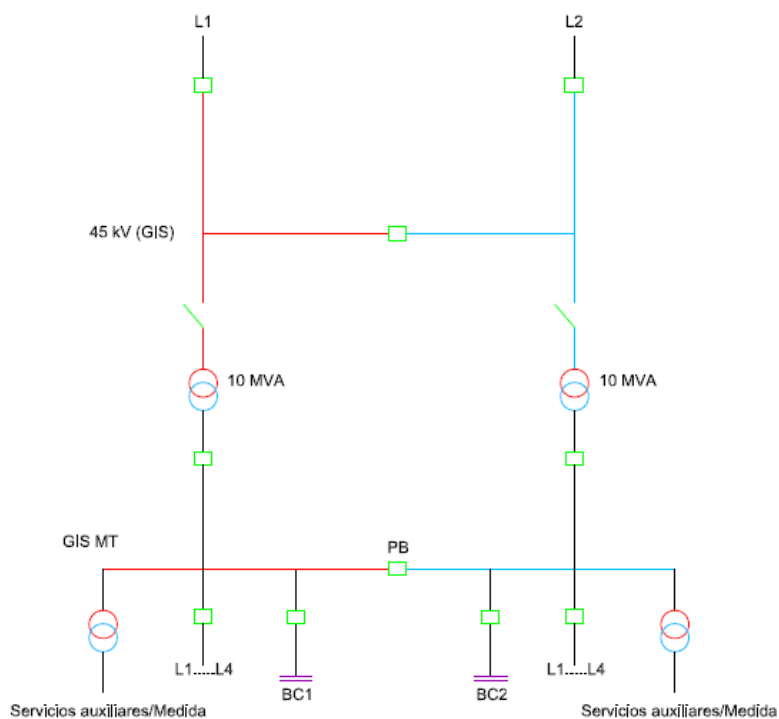
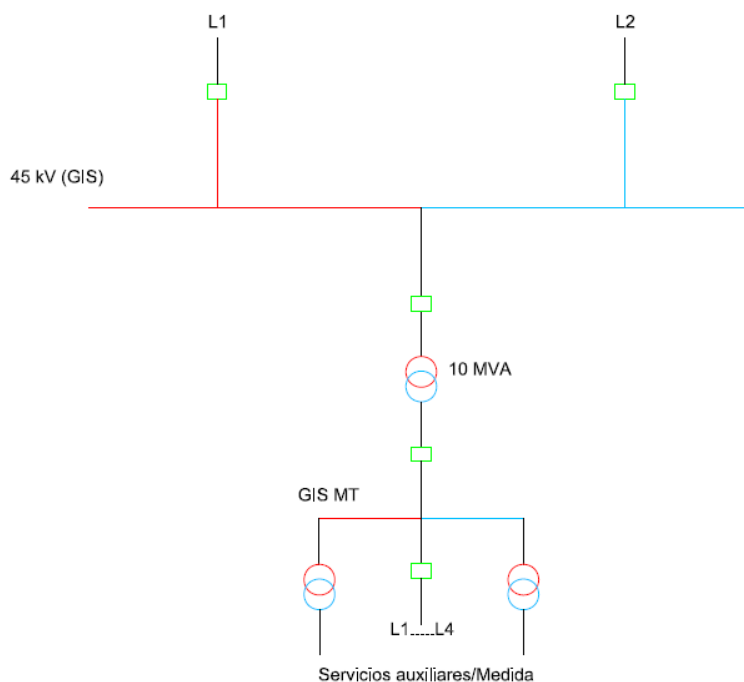
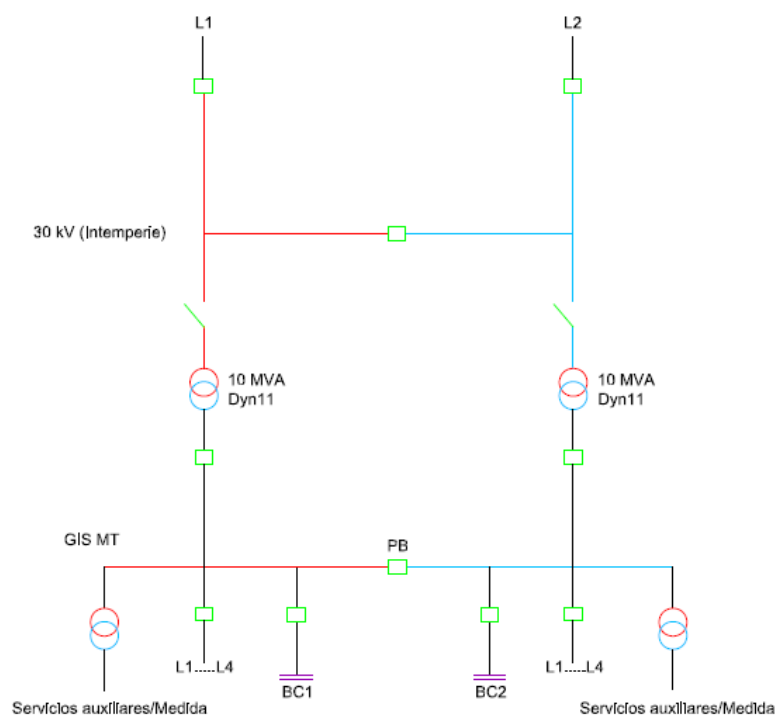


Figura A.75. Esquema de conexión 45 H (Esquema H).



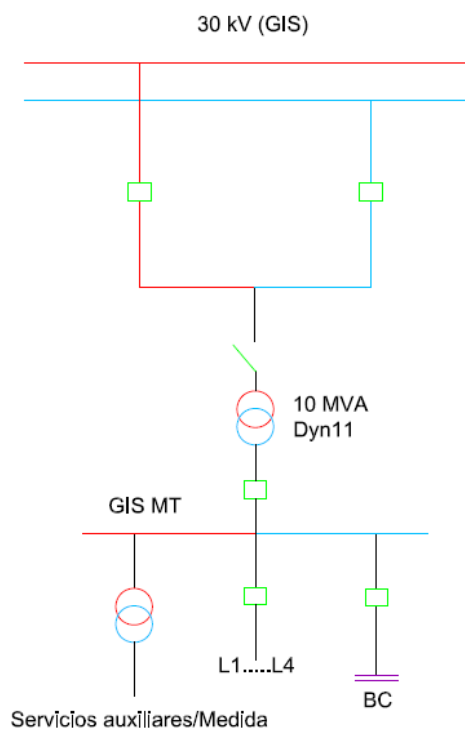
Nota: Celda ruptora en líneas de 45 kV (celda interruptor automático sin TI's ni protecciones).

Figura A.76. Esquema de conexión 45 D (Rural, transferencia líneas).



Nota: Las celdas de 30 kV podrán ser de 20 o 25 kA según la Icc determinada por Planificación para cada caso concreto.

Figura A.77. Esquema de conexión 30 H (Esquema H).



Nota: Las celdas de 30 kV podrán ser de 20 o 25 kA según la Icc determinada por Planificación para cada caso concreto.

Figura A.78. Esquema de conexión 30 D (Rural, transferencia líneas).

Subestaciones de seccionamiento

Subestación de seccionamiento		132 F	66 F	45 F	45 G
Sistema	Embarrado	Simple barra	Simple barra	Simple barra	Doble barra
	Aislamiento	Intemperie	Intemperie	GIS	GIS
	Nº de posiciones	2L + 1C	2L + 1C	2L + 1C	4L + EB + 1C
o AT (C = consumidor o generador)					

Tabla A.30. Subestaciones de seccionamiento.

Como ejemplo se indica el esquema 132 F en la figura A.77.

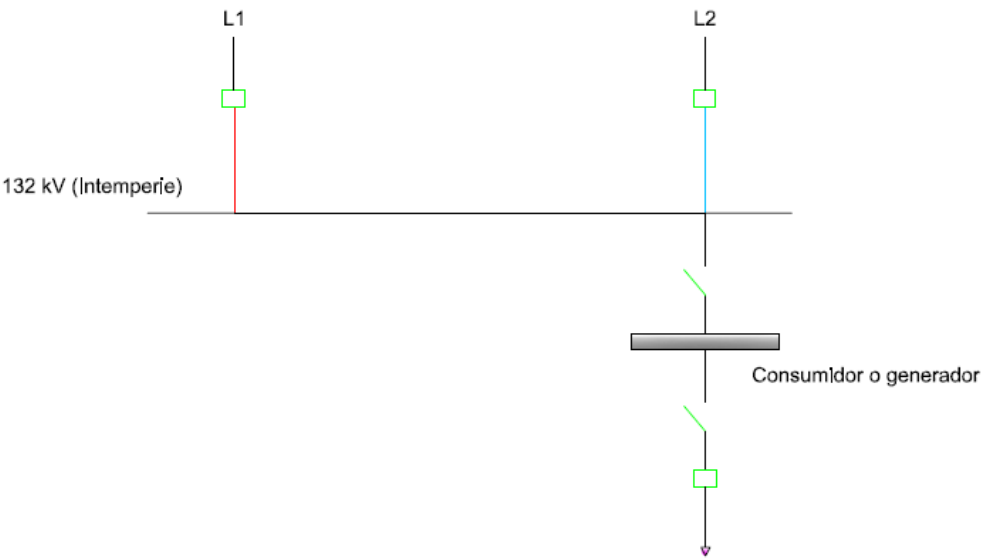


Figura A.79. Esquema de conexión 132 F de subestación de seccionamiento consumidor o generador (Entrada/Salida).

En los esquemas descritos se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones generales:

- Los sistemas GIS en 66 kV y 132 kV siempre se harán en doble barra.
- Los sistemas en 45 kV, 30 kV y MT serán siempre en GIS.
- Los sistemas con más de 4 posiciones en AT tendrán configuración de doble barra.
- En el caso de subestaciones MAT/AT/MT, la parte de media tensión se realizará según lo definido en la ST (subestación transformadora) MAT/MT equivalente si se trata de una transformación MAT/MT, o la STR (subestación transformadora de reparto) AT/MT equivalente si se trata de una transformación AT/MT.
- Cuando la alimentación a una subestación en H se realice desde red subterránea, se deberá adoptar una configuración de doble barra con 4 posiciones de línea.

En todos los casos se deberá prever el espacio, la disposición y las capacidades de diseño para que la subestación pueda evolucionar al esquema final, aunque inicialmente solo se realice el montaje de la parte necesaria o se utilicen transformadores y baterías de menor potencia nominal.

Las subestaciones se diseñarán para soportar las corrientes de cortocircuito máximas esperadas en las condiciones más desfavorables según la red existente y considerando el desarrollo de red previsto.

Según la ubicación y criticidad de la carga alimentada por la subestación, deberá cumplir los criterios de planificación de red que se resumen a continuación y se desarrollan en los apartados siguientes.

SUBESTACIONES	GNP	URBANAS	RURALES
PNG (MW)	0	0	15
Número máximo de transformadores	3	3	2
Carga máxima prevista en transformadores	66 %	80 %	60 %
% de potencia instalada recuperable por telecontrol	75 %	75 %	50 %
GNP = Grandes núcleos de población			
PNG = Potencia no garantizada			

Tabla A.31. Ubicación de la carga alimentada por la subestación.

6.2. Subestaciones de Grandes núcleos de población (GNP)

Los siguientes criterios aplican a subestaciones alimentadas por líneas subterráneas y transformadores dentro de edificios en Grandes Núcleos de Población.

En la planificación y diseño de la red se considerará el fallo completo de una subestación: indisponibilidad de las barras de todos los niveles de tensión y pérdida de todas las unidades de transformación.

En las condiciones anteriores, la Potencia No Garantizada (PNG) deberá ser 0: toda la potencia se debe poder suministrar desde las subestaciones colindantes y red de MT sin sobrecargas en ningún elemento.

Deberán cumplirse las siguientes normas:

- Telecontrol: al menos el 75 % de la potencia instalada se deberá poder reponer por telecontrol.
- Número máximo de transformadores a MT es de 3.
- La carga máxima prevista no podrá ser mayor que el 66 % de la potencia instalada en transformación a MT.

Diseño de alimentación

En subestaciones con solo 2 alimentaciones subterráneas en MAT, éstas deberán ir por 2 canalizaciones diferentes o claramente separadas y diferenciadas.

No se admitirá que el fallo de un cable pueda dejar más de 2 subestaciones dependientes de una única alimentación.

Diseño de subestación

Los esquemas de MAT serán siempre de doble barra.

Los esquemas de MT serán siempre de doble barra. Los esquemas serán con partición y remonte longitudinal con interruptor en cada barra y enlace de barras en cada semiembarrado.

En todos los casos las subestaciones serán con aislamiento GIS en MAT/AT/MT.

6.3. Subestaciones de tipo urbanas

Los siguientes criterios aplican a subestaciones alimentadas por líneas subterráneas o transformadores dentro de edificios en zonas urbanas.

Criterio básico de fiabilidad.

En la planificación y diseño de la red se considerará el fallo simple del transformador de más potencia o la línea de alimentación a la subestación de mayor capacidad.

En las condiciones anteriores, la PNG deberá ser 0: toda la potencia se debe poder suministrar desde el resto de los transformadores o líneas de alimentación a la subestación y desde las subestaciones colindantes sin sobrecargas en ningún elemento de la red.

Deberán cumplirse las siguientes normas:

- Telecontrol: al menos el 75 % de la potencia instalada se deberá poder reponer por telecontrol.
- El número máximo de transformadores a MT es de 3.
- La carga máxima prevista no podrá ser mayor que el 80 % de la potencia instalada en transformación a MT.

Diseño de alimentación

En caso de alimentación subterránea a una subestación, se procurará en la medida de lo posible que los cables vayan por canalizaciones diferentes.

Diseño de subestación

Los esquemas de MAT serán siempre de doble barra.

En todos los casos las subestaciones serán con aislamiento GIS en MAT/AT/MT.

6.4. Subestaciones de tipo rurales

Los siguientes criterios aplican a subestaciones alimentadas por líneas aéreas y transformadores de intemperie.

Criterio básico de fiabilidad.

En la planificación y diseño de la red se considerará el fallo simple del transformador de más potencia o la línea de alimentación de mayor capacidad a la subestación.

En las condiciones anteriores, toda la potencia se debe poder suministrar desde el resto de los transformadores y/o líneas de alimentación a la subestación y desde las subestaciones colindantes sin sobrecargar las líneas y manteniendo las tensiones dentro de los límites reglamentarios.

Excepcional y transitoriamente mientras se realizan los refuerzos de red necesarios, se admitirá un máximo de 15 MVA de demanda sin garantizar siempre y cuando se puedan utilizar equipos móviles, habiendo espacio para ello y la alimentación no sea con cables. Deberán cumplirse las siguientes normas:

- Telecontrol: el 50 % de la potencia instalada en centros de transformación se deberá poder reponer por telecontrol.
- El número máximo de transformadores a MT es de 2.
- La carga máxima prevista no podrá ser mayor que el 60 % de la potencia instalada en transformación a MT.

Anexo 7 Pruebas, ensayos y protecciones



En este apartado se analizan una serie de pruebas y ensayos de equipos de subestaciones no indicadas anteriormente.

7.1. Prueba de reactancia de fuga

También se la conoce como prueba de impedancia de cortocircuito (% Z).

La reluctancia del circuito magnético es aislada.

Si la trayectoria de flujo magnético varía, una fuga de flujo no deseado ocurre.

La prueba detecta cortos entre láminas del núcleo, mala conexión del núcleo a tierra, cambios mecánicos en el transformador (registro de datos).

Idealmente el 100 % del flujo pasa por el núcleo, 0 % de fuga.

Medición:

Se mide independientemente cada fase. La tensión se regula para circular una corriente en el orden de 0,5 – 1 % del valor de la corriente nominal del devanado.

El devanado de BT se conecta en cortocircuito.

La tensión y la corriente a través de la impedancia son medidas simultáneamente.

Se mide en el devanado de AT la corriente, tensión y potencia real.

Interpretación de resultados:

Cambios de ± 2 % en la impedancia de cortocircuito no se consideran importantes.

Cambios superiores a ± 3 % de la impedancia de cortocircuito son relevantes y requieren investigación.

7.2. Prueba de corriente de excitación

Detecta problemas en el núcleo (cortos entre láminas, problemas de uniones o juntas, corrientes circundantes).

Detecta problemas en los devanados (cortos entre espiras, circuito abierto, malas conexiones).

Se realiza la prueba aplicando tensión AC a cada uno de los devanados de AT.

Se mide la corriente, tensión y potencia real.

Resultados:

El valor de la corriente de excitación en el devanado de la fase intermedia en un transformador tipo columna trifásico debe ser distinto al valor obtenido en los otros dos devanados simétricos.

De existir una espira en cortocircuito, la corriente de excitación incrementa.

Se debe comparar los resultados con los datos del fabricante y con los de pruebas anteriores.

Para la mayoría de transformadores trifásicos, el patrón de referencia es dos valores altos en las fases exteriores y un valor bajo en la fase central.

Si al $I_{ex} < 50 \text{ mA}$, la diferencia entre los dos valores más altos debe ser $< 10 \%$.

Ejemplo:

$$A = 25 \text{ mA}$$

$$B = 17 \text{ mA}$$

$$C = 28 \text{ mA}$$

$$\frac{28-25}{\frac{25+28}{2}} = 0,11 = 11 \%$$

Se debe revisar C.

Si la $I_{ex} > 50 \text{ mA}$, la diferencia entre los dos valores más altos debe ser $< 5 \%$.

Ejemplo:

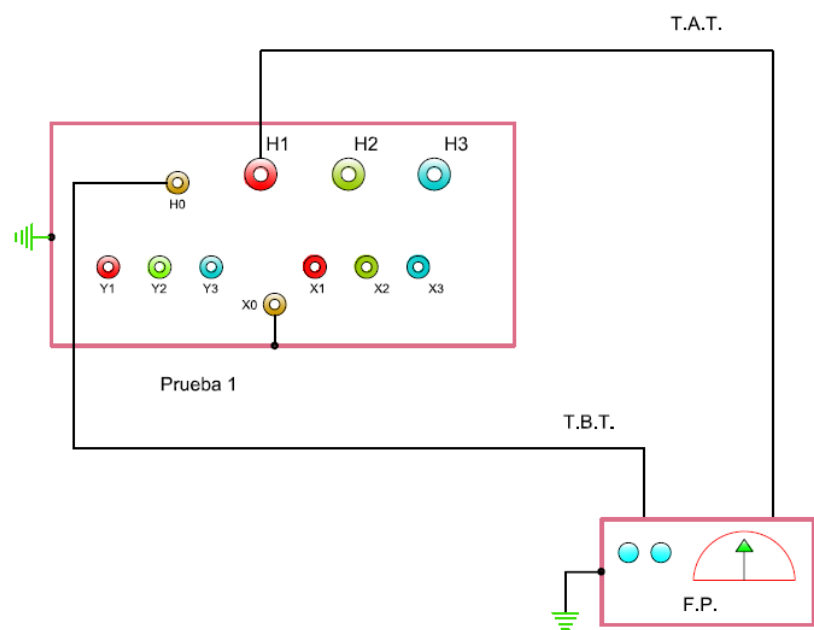
$$A = 68 \text{ mA}$$

$$B = 56 \text{ mA}$$

$$C = 70 \text{ mA}$$

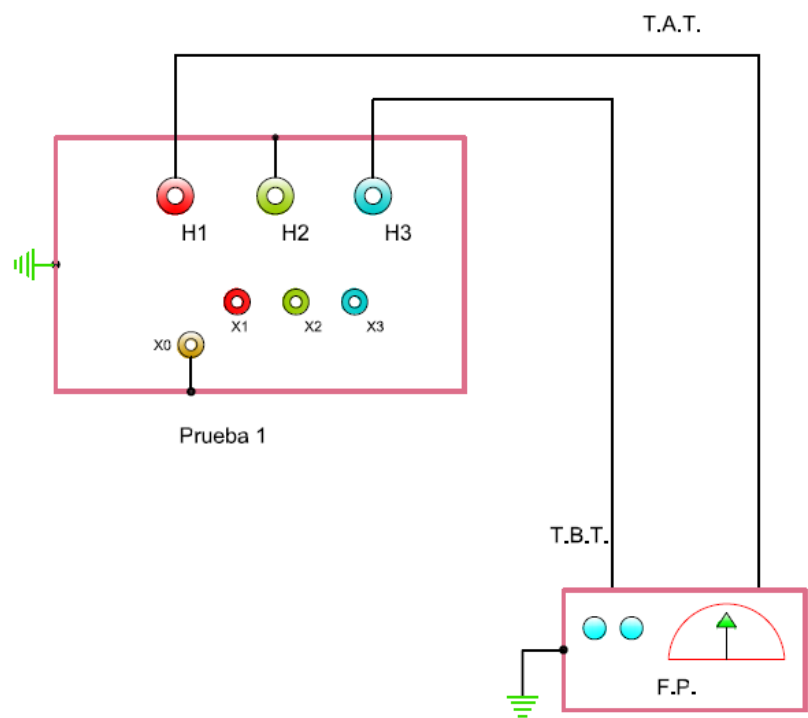
$$\frac{70-68}{\frac{70+68}{2}} = 0,02 = 2 \% \text{ Por tanto vale.}$$

En las siguientes figuras se indican las conexiones para realizar esta prueba:



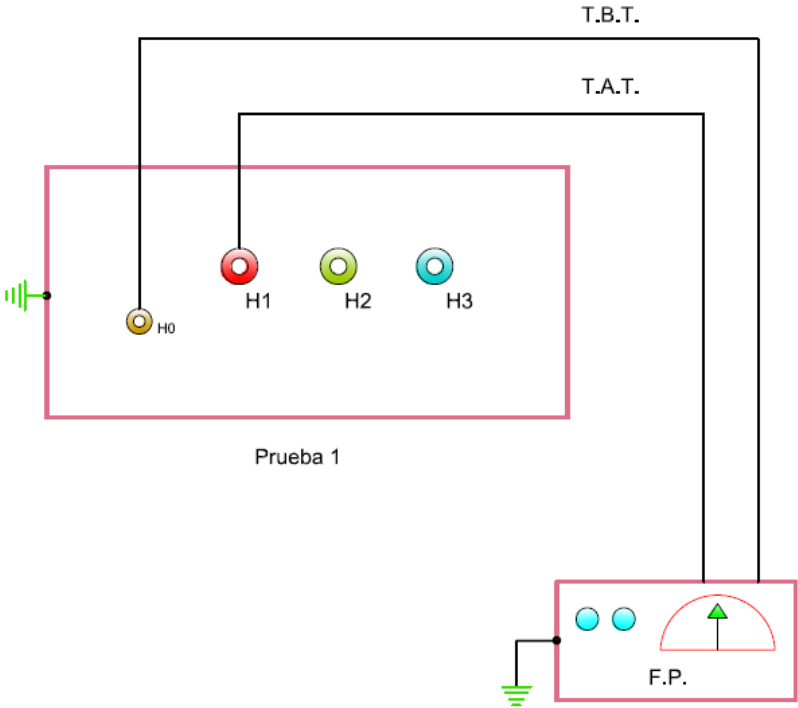
Prueba	Conexiones de prueba				Mide
	T.A.T	T.B.T	Aterrizar	Selector	
1	H1	H0	X0	UST	I A
2	H2	H0	X0	UST	I B
3	H3	H0	X0	UST	I C
Nota: El tanque debe estar aterrizado					

Figura A.80. Prueba de corriente de excitación en transformador de tres devanados.



Prueba	Conexiones de prueba				Mide
	T.A.T	T.B.T	Aterrizar	Selector	
1	H1	H3	H2, X0	UST	I A - C
2	H2	H1	H3, X0	UST	I B - A
3	H3	H2	H1, X0	UST	I C - B
Nota: El tanque debe estar aterrizado					

Figura A.81. Prueba de corriente de excitación en transformador de dos devanados. El devanado de AT en triángulo.



Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	T.A.T	T.B.T	Selector	
1	H1	H0	UST	I A
2	H2	H0	UST	I B
3	H3	H0	UST	I C
Nota: El tanque debe estar aterrizado				

Figura A.82. Prueba de corriente de excitación en un reactor.

7.3. Medida de puesta a tierra

En este apartado se indican los esquemas de medida de la resistencia de la toma de tierra, tensión de contacto y tensión de paso, tomando como ejemplo un centro de transformación (CT).

La resistencia de puesta a tierra se mide con un aparato llamado telurómetro.

En las siguientes figuras se indica cómo se realizan estas medidas.

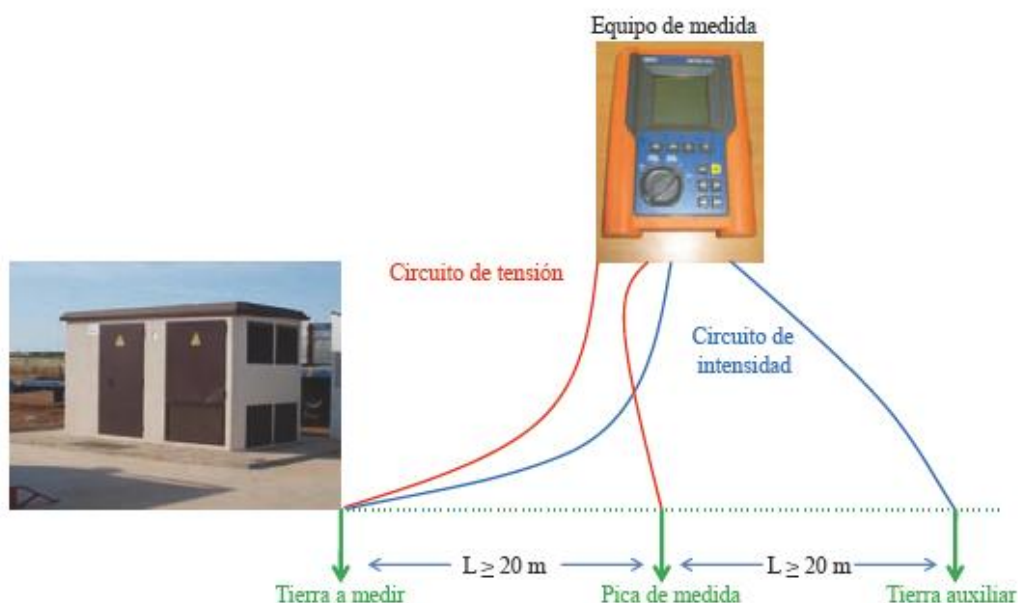


Figura A.83. Medida de la resistencia de una toma de tierra, incluyendo la del terreno.



Figura A.84. Medida de la tensión de contacto en un CT.

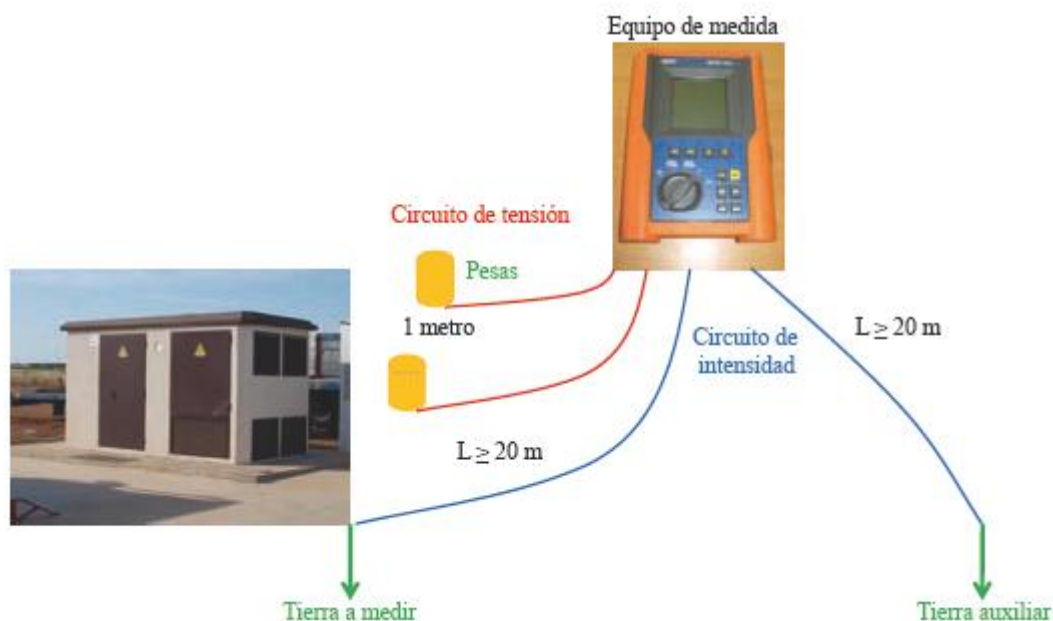


Figura A.85. Medida de la tensión de paso en un CT.

7.4. Ejemplos de situaciones de riesgo por transferencia de tensiones a través de los sistemas de puesta a tierra

Las instalaciones de tierra deberán aislarse entre sí para la diferencia de tensiones que puedan aparecer entre ambas. Esta tensión es la que puede aparecer en caso de defecto y que se indica en la siguiente figura como $V_d = R_t \cdot I_d$.

Cuando el equipo de baja tensión no tiene el aislamiento adecuado, los elementos conductores del mismo que deban conectarse a tierra deberán montarse sobre aisladores de un nivel de aislamiento idóneo.

En las siguientes figuras se indican algunos ejemplos de esquemas de la situación de riesgo por transferencia de tensiones a través de los sistemas de puesta a tierra.

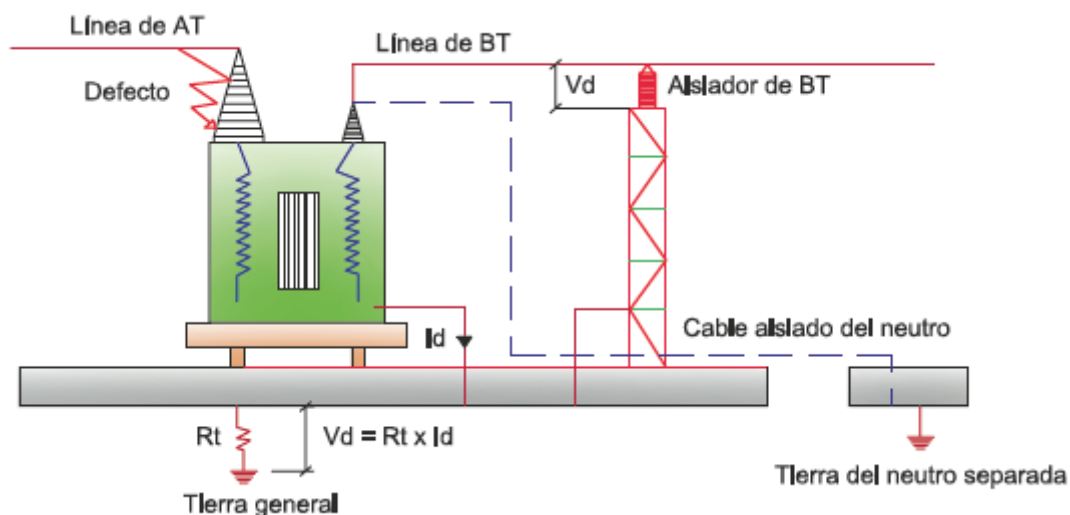


Figura A.86. Disposición correcta si los aisladores de baja tensión están dimensionados para V_d (tensión de defecto).

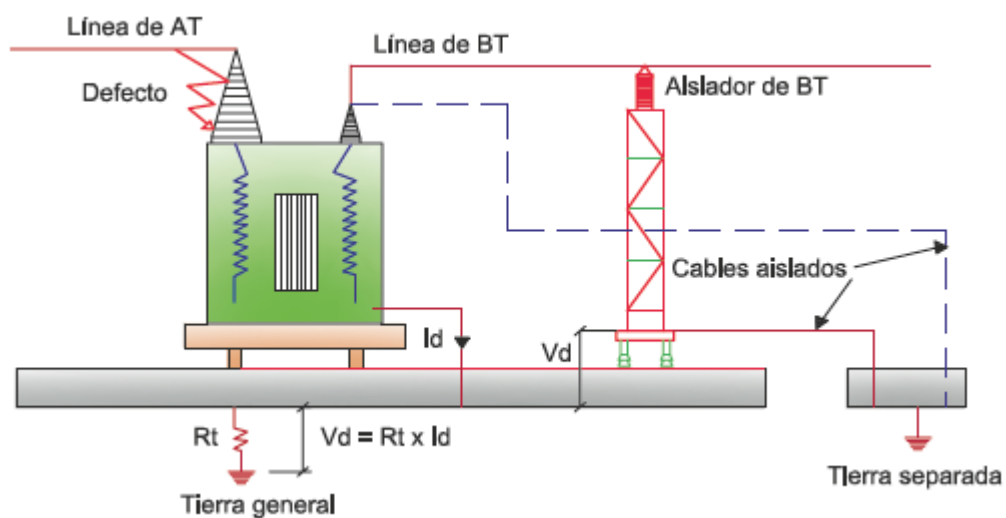


Figura A.87. Disposición correcta si los aisladores de baja tensión no están dimensionados para V_d (tensión de defecto).

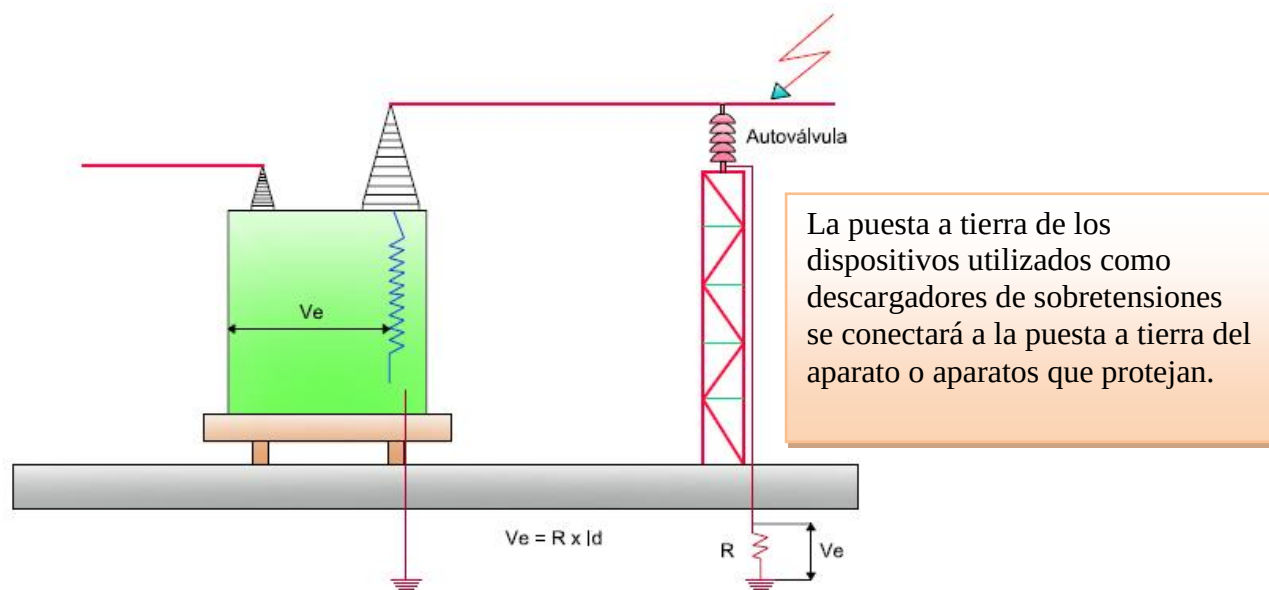


Figura A.88. Autoválvula conectada a tierra.

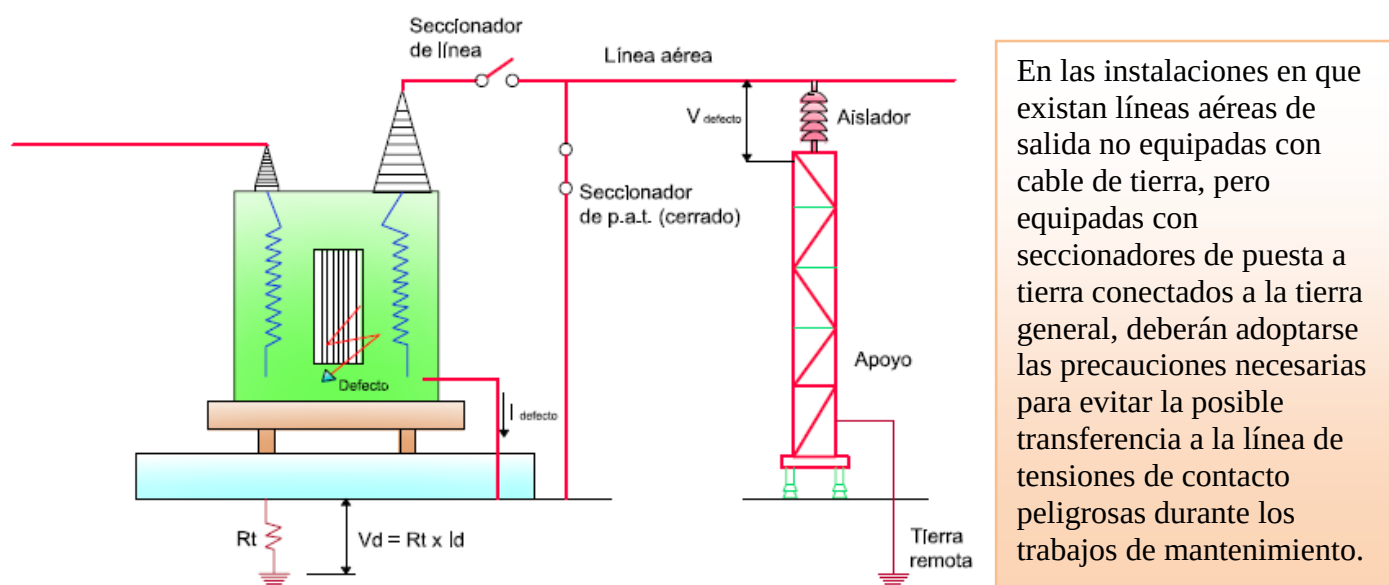


Figura A.89. Instalación con línea aérea de salida equipada con seccionador de p.a.t.

7.5. Protecciones principales y de respaldo

Se deben instalar protecciones de respaldo en un sistema de potencia, para asegurar que en caso de que la protección principal falle en despejar una falta, la protección de respaldo lo haga.

Además se deben proteger aquellas partes del sistema de potencia que la protección principal no protege, debido a la ubicación de sus transformadores de medida.

La necesidad de respaldo remoto (las protecciones se ubican en estaciones adyacentes o remotas), respaldo local o fallo de interruptor (el respaldo local está ubicado en la misma estación) dependen de la consecuencia de esta falta.

El objeto de las protecciones de respaldo es abrir todas las fuentes de alimentación a una falta no despejada en el sistema. Las protecciones de respaldo deben:

- Reconocer la existencia de todas las faltas que ocurren dentro de su zona de protección.
- Detectar cualquier elemento en fallo en la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.
- Iniciar el disparo en la mínima cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falta.
- Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir que los equipos se dañen y mantener la continuidad del servicio.

7.6. Protección de distancia (21/21N)

En redes malladas, no es posible obtener la selectividad deseada utilizando protecciones de sobreintensidad direccionales.

Analizando la red mallada más sencilla (dos líneas paralelas alimentadas por los dos extremos), en caso de fallo en una de ellas, las protecciones de sobreintensidad direccionales disparan también los interruptores de la línea sana.

En la siguiente figura se indica un ejemplo de una protección inadecuada basada en protecciones de sobreintensidades direccionales.

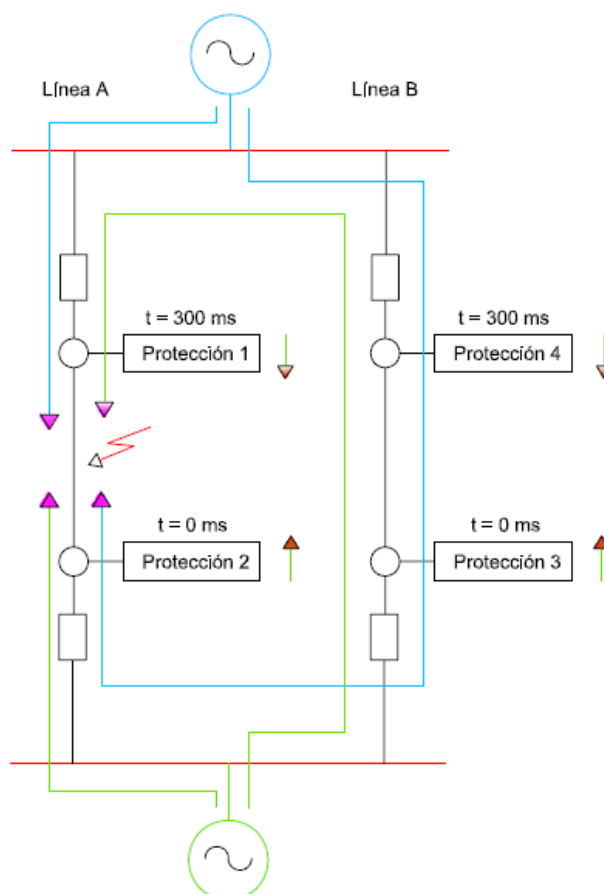


Figura A.90. Esquema de protección inadecuado basado en protecciones direccionales en una red alimentada por sus dos extremos.

Para la falta indicada en la figura anterior se muestra el funcionamiento de un esquema de protecciones de intensidad direccionales alimentado por ambos extremos. Las protecciones 1 y 2 de la línea afectada por el fallo no son las únicas que ven el flujo de intensidad en la dirección ajustada sino también las protecciones 3 y 4 de la línea sana. Las protecciones de la línea A, que han visto el fallo cercano han actuado correctamente, mientras que las protecciones de la línea B, han disparado indebidamente con un fallo lejano ocasionando la pérdida de selectividad, ya que la línea sana queda fuera de servicio.

Es necesario, por tanto, una función de protección más sofisticada que discrimine entre faltas cercanas y faltas lejanas, aplicando diferentes tiempos de disparo, rápido para faltas cercanas y retardado para faltas lejanas.

Zonas de protección

Cada relé de distancia tiene un valor de ajuste que se puede determinar de la topología de la red. Si la impedancia calculada por el relé es menor o igual a este valor, el relé dispara inmediatamente, y si no, sólo actuará como respaldo de otra protección, una vez transcurrido un tiempo de retardo preajustado. El punto de ajuste tenemos que determinarlo correctamente, porque si el valor es mayor que el de la impedancia de la línea a proteger, el relé va a actuar para los fallos que se producen fuera de su zona lógica. Este efecto se llama *sobrealcance del relé*. Por el contrario, si el valor de ajuste es menor que el de la impedancia de la línea a proteger, entonces el relé va a ver los fallos que se producen al final de la línea como fallos externos y actuará como si se tratase de fallos en la segunda zona, tardando en aislarlos. Este efecto se llama *subalcance del relé*.

El ajuste ideal es aquel en el que la primera zona del relé cubre el 100 % de la línea. Sin embargo, a causa de la existencia de los errores provocados por los equipos de medida, de los arcos que acompañan a los fallos y de los transformadores de potencia, que pueden existir en los extremos de la línea, la primera zona se ajusta al 85 % de la longitud de la línea, y el 15 % restante se protege mediante otro relé puesto al final de la línea. Por tanto, la primera zona del relé se ajusta en subalcance.

El método más utilizado para proteger una línea, es la protección de distancia escalonada, donde el alcance del relé está dividido en tres zonas.

- a) La primera zona, en la que el relé tiene que dar una señal de disparo instantánea, cubre el 85 % de la línea a proteger.
- b) La segunda zona, cubre entre el 120 % y el 150 % de la línea a proteger
- c) La tercera zona, cubre toda la zona más allá de la segunda zona.

En la siguiente figura se puede apreciar que el ajuste ideal de los relés A y B cubre el 100 % de la línea AB como primera zona. Por otra parte, la segunda zona del relé A cubre la línea CD, y la segunda zona del relé B cubre la línea EF.

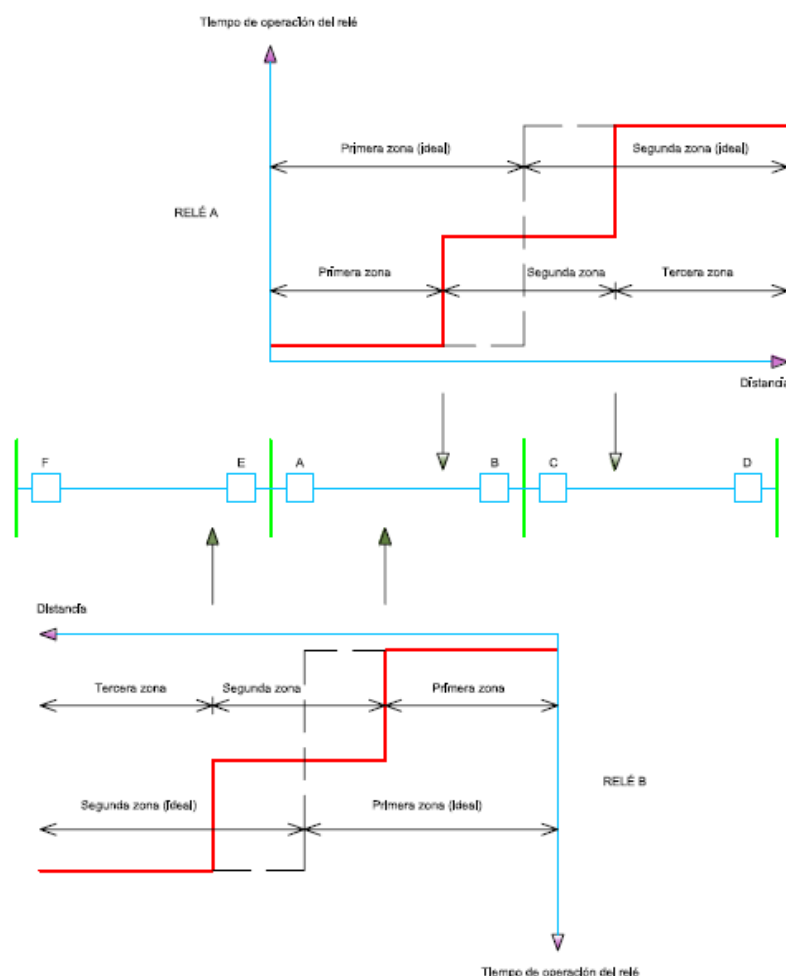


Figura A. 91. Zonas de protección ideales y reales de relés de distancia.

El relé A va a disparar los fallos que se produzcan en el último 15 % de línea AB como fallos en la segunda zona, mientras que lo debería haber disparado como primera zona. Para compensar este problema, el relé B va a disparar como primera zona y mandar una señal al relé A para que dispare instantáneamente.

La protección a distancia mide la impedancia de falta, es decir, la impedancia de la línea desde la posición de la protección hasta la falta. Esta impedancia es proporcional a la longitud de la línea hasta la falta, cuanto más cerca está la falta, menor es la impedancia de falta. La protección determina la impedancia de falta, mediante la medida de la tensión y corriente de cortocircuito.

Sabías que:

Un relé de distancia es un dispositivo que actúa al producirse cortocircuitos en las líneas durante un tiempo que resulta proporcional a la distancia donde se haya producido dicho defecto. Este tipo de protección es el más generalizado en líneas de media y alta tensión.

Las ventajas de aplicación de un relé de distancia, en comparación con un relé de sobrecorriente son:

- Mayos zona de operación instantánea.
- Mayos sensibilidad.
- Más fáciles de ajustar y coordinar.
- No son afectados por los cambios en la configuración del sistema de potencia.

Un relé de distancia calcula la impedancia como el cociente entre la tensión y la corriente, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falta dentro o fuera de su zona de operación.

Recuerda que la impedancia de la línea es proporcional a su longitud

A los relés de impedancia se les llama también relés de distancia.

7.7. Protección de barras

Las barras, como puntos de interconexión de un sistema eléctrico de potencia, son posibles puntos de faltas, entre fases o a tierra, normalmente provocadas por la existencia de elementos extraños en el sistema o fallos en los dispositivos existentes por problemas de contaminación.



Figura A.92. Barras.

A pesar de ser poco frecuente, una falta en una barra puede provocar daños irreparables en la instalación y grandes disturbios en la estabilidad del sistema, agravándose si ocurre en las barras de alta o muy alta tensión. Por ello, en los sistemas de transmisión es recomendable la instalación de protecciones de barras con capacidad de eliminación de la falta en pocos ciclos.

El principio de operación de las protecciones de barras está basado en las leyes de Kirchoff, la primera de las cuales dice que la suma vectorial de las corrientes de una misma fase, en un nudo de la red, debe ser nula bajo condiciones normales de operación.

La fiabilidad de la protección de barras se ve amenazada por el hecho de que la corriente por el secundario de los transformadores de intensidad (TÍ's) deja de ser lineal en condiciones de saturación.

Dentro de los distintos tipos de protección de barras, aún es



Figura A.93. Barras de una subestación.

altamente utilizada la Protección Diferencial de Alta Impedancia y la Protección Porcentual Diferencial de Baja Impedancia.

La Protección Diferencial de Alta Impedancia se basa en la conexión en paralelo de los distintos transformadores de intensidad en un punto común localizado en el patio de la subestación.

La corriente que resulta de la unión es aplicada sobre una impedancia no lineal y el elemento de medida de la protección supervisa, en cada una de las fases, la tensión sobre dicha impedancia.

El principio de la Protección Porcentual Diferencial, está caracterizado como una solución clásica para los problemas de saturación de los TÍ's.

En este apartado se analiza, de forma resumida, el sistema DBN de la empresa ZIV

Esta protección porcentual diferencial tiene las siguientes características:

- Tecnología digital y arquitectura distribuida con posibilidad de expansión.
- Estabilidad para faltas externas de corriente superior a 20 veces la corriente nominal con saturación de los TÍ's.
- Obediencia para faltas internas en caso de saturación total de los TÍ's.
- Utilización de TÍ's de características magnéticas diferentes y de distintas relaciones de transformación.
- Baja impedancia con restricción porcentual y capacidad de detección de faltas entre fases y a tierra.
- Alta velocidad de actuación con independencia del número de posiciones conectadas a las barras.

- Lógica de seccionadores integrada y adaptabilidad a múltiples esquemas de conexión.
- Funciones informativas e integración en sistemas de protección y control.

7.7.1. Faltas entre el TI y el interruptor de enlace

La apertura del interruptor de acoplamiento permite aislar una barra y mantener la continuidad del servicio en las demás. El DBN cubre faltas habidas en el llamado “punto ciego”, sección entre el TI y el interruptor, a través de dos técnicas:

- 1) Con el uso de un único TI en la posición de enlace de barras, la corriente que circula por esta posición se suma en cada una de las posiciones con signo distinto.
- 2) La incidencia de una falta en la sección entre el TI y el interruptor de enlace provoca, en un primer instante, el disparo de todos los interruptores conectados a la Barra 1, lo que no posibilita totalmente el aislamiento de la falta. En un segundo instante, el algoritmo que controla la unidad de posición del interruptor de enlace permite la actuación de los interruptores de la Barra 2 tras unos milisegundos adicionales al tiempo típico de disparo.
- 3) La intensidad que circula por la posición del enlace se mide con dos TI's situados cada uno a un lado del interruptor.
- 4) Esta solución, a pesar de ser menos económica que la anterior, ya que requiere dos transformadores de medida y dos unidades de posición (una para cada barra asociada), permite una mejora de la protección, ya que la hace selectiva y optimiza el tiempo de aislamiento de la falta.

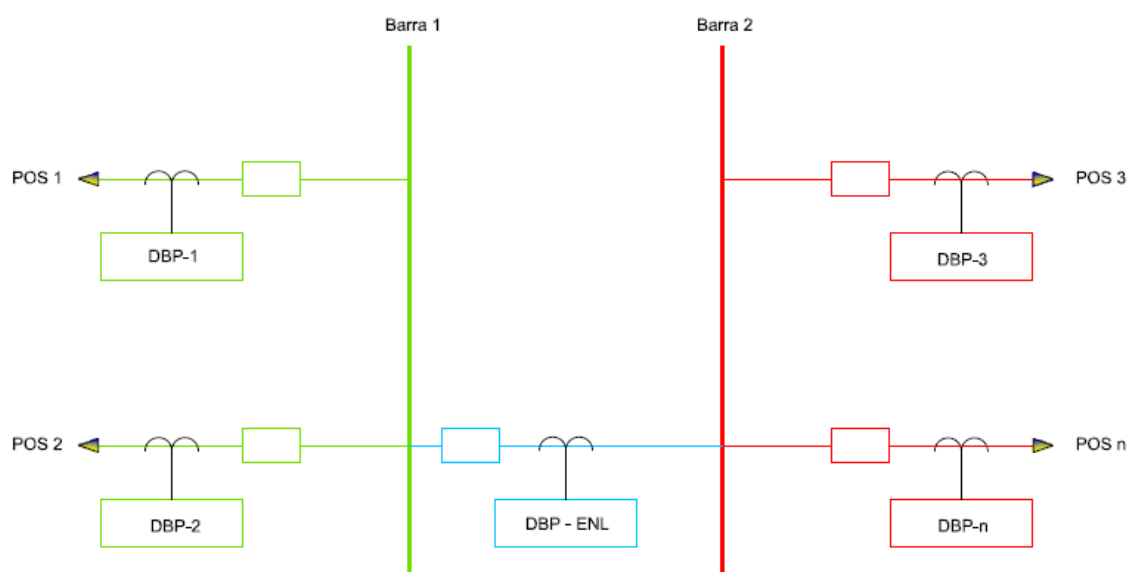


Figura A.94. Posición de Enlace con un TI.

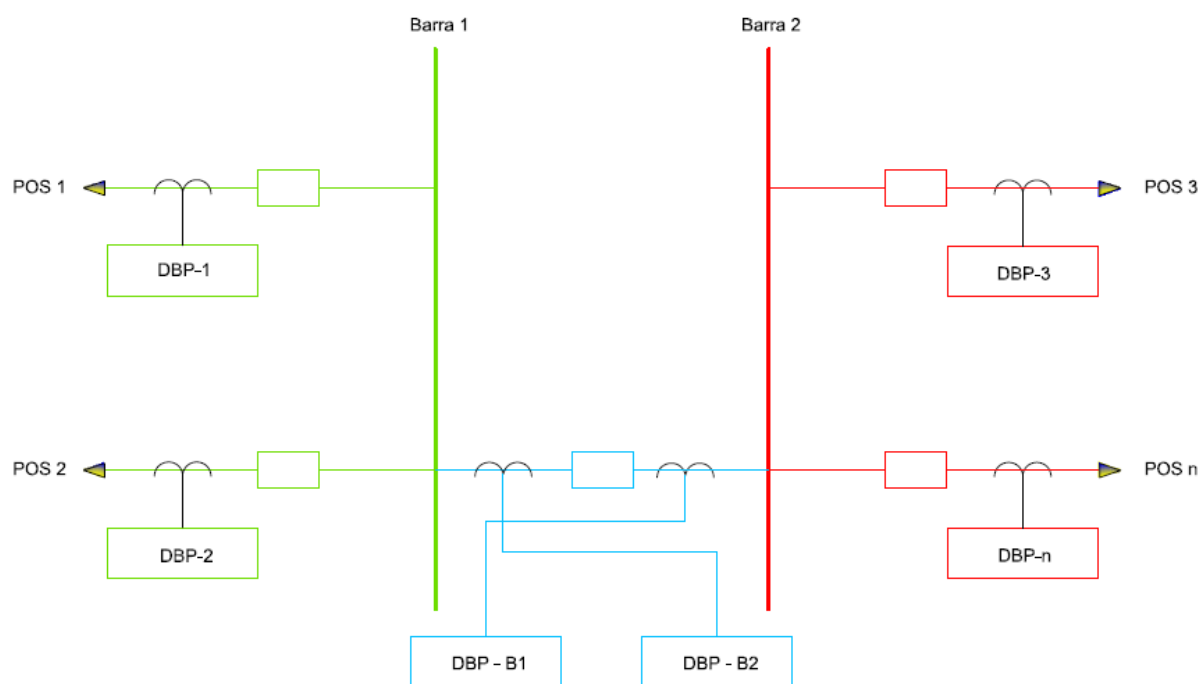


Figura A.95. Posición de Enlace con dos TI's.

7.7.2. Faltas entre el TI y el interruptor de salida

La protección DBN puede detectar una falta en el extremo de la línea, justo entre el TI y el interruptor, y enviar una señal por teleprotección a la protección remota para acelerar el disparo de aquella y aislar rápidamente la falta con la apertura del interruptor remoto.

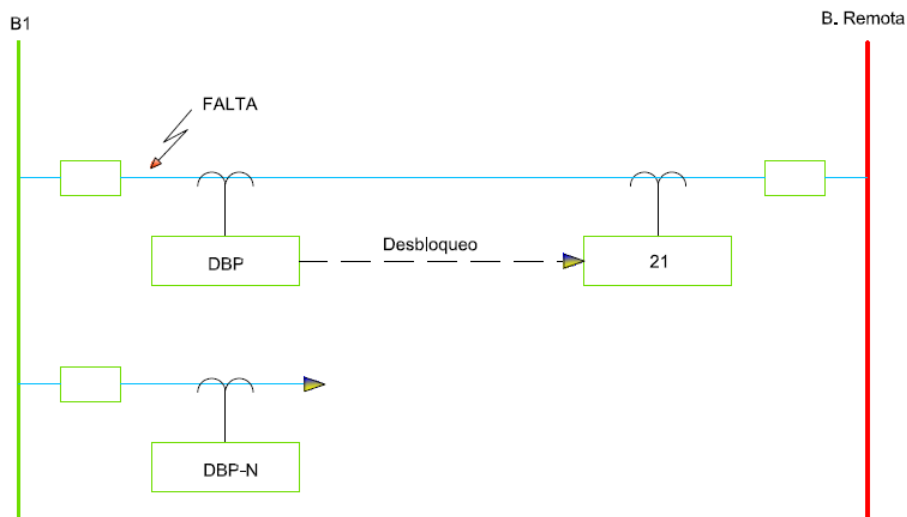


Figura A.96. Protección en Punto Extremo.

En la figura A.97 se puede apreciar un relé diferencial de barras DBN:



Figura A.97. Diferencial de barras DBN. Fuente: ZIV P+C.

7.8. Planos y esquemas de pruebas, ensayos y protecciones

En este apartado se presenta una serie de esquemas de distintos ensayos y protecciones, con el fin de ampliar los ya analizados en capítulos anteriores, de equipos de ensayos y protecciones de subestaciones eléctricas.

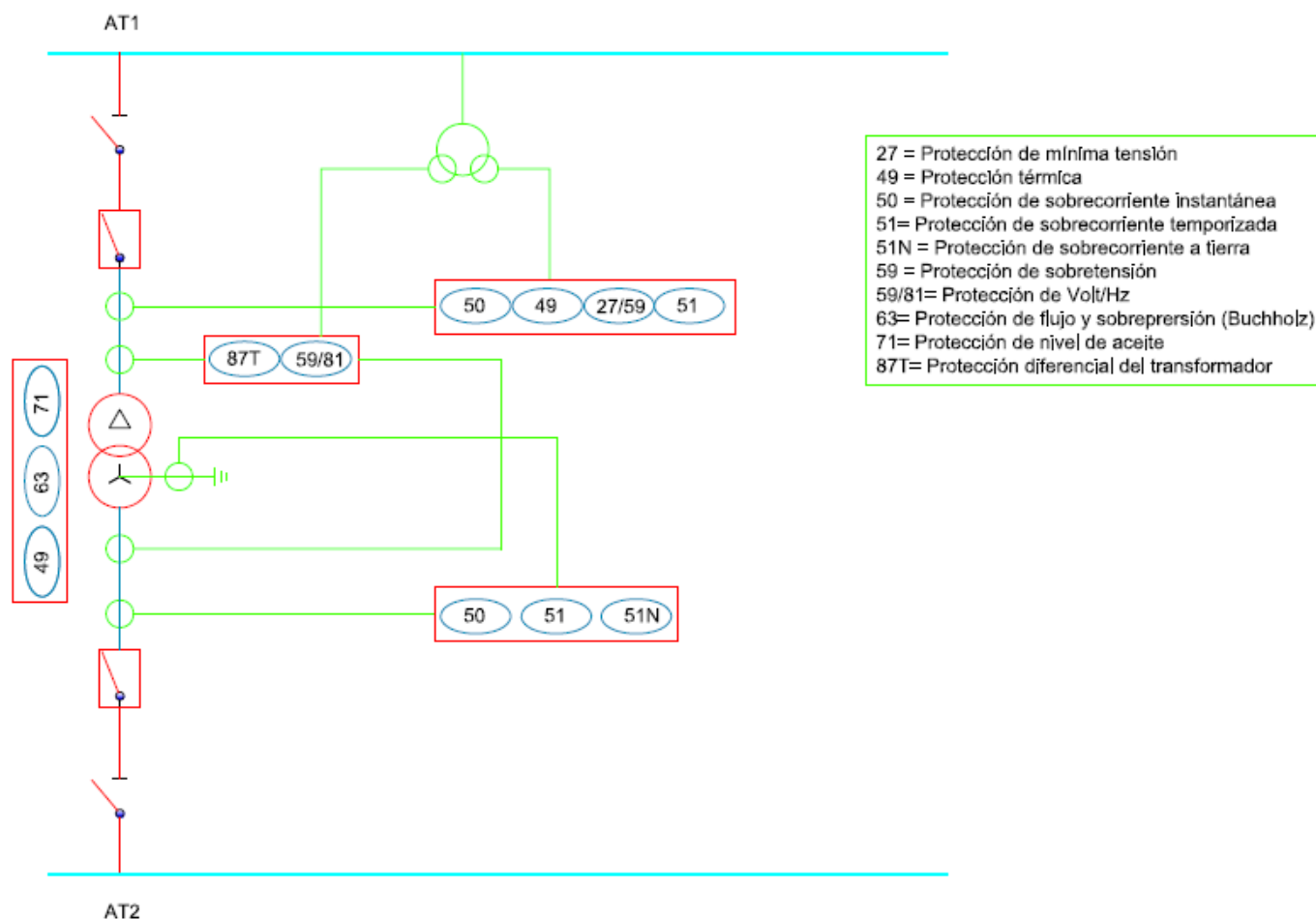


Figura A.98. Sistema de protección con transformador de dos bobinados.

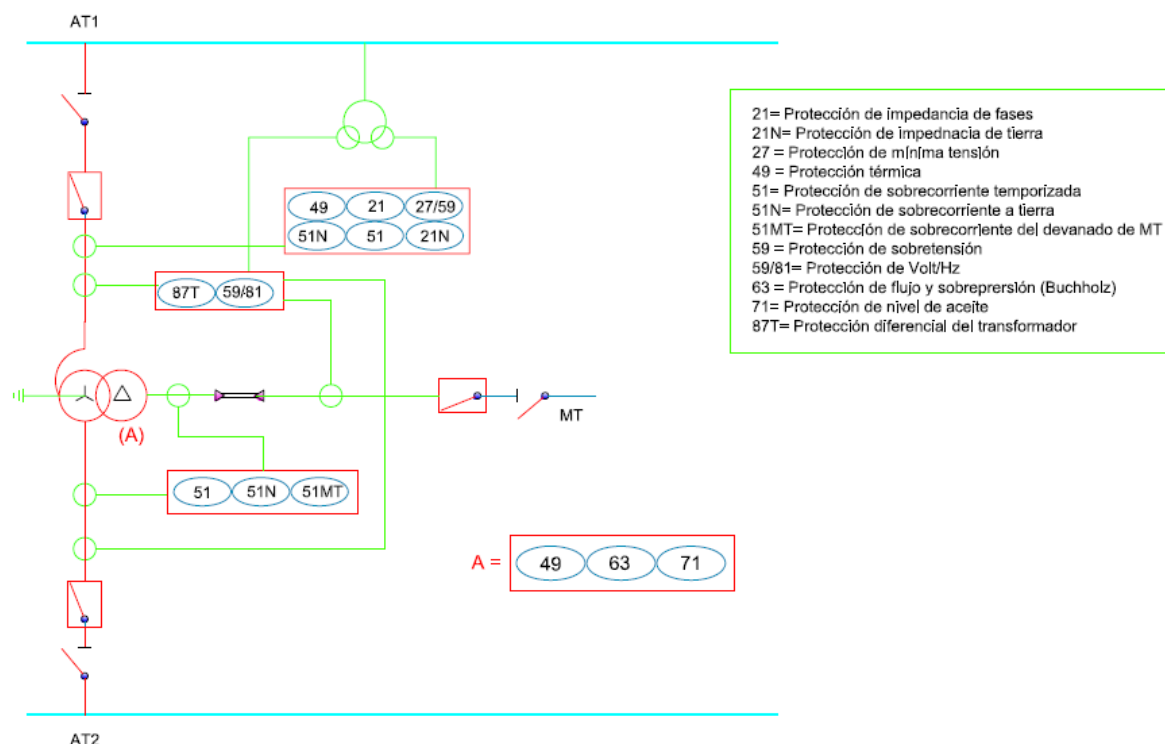


Figura A.99. Sistema de protección con autotransformador.

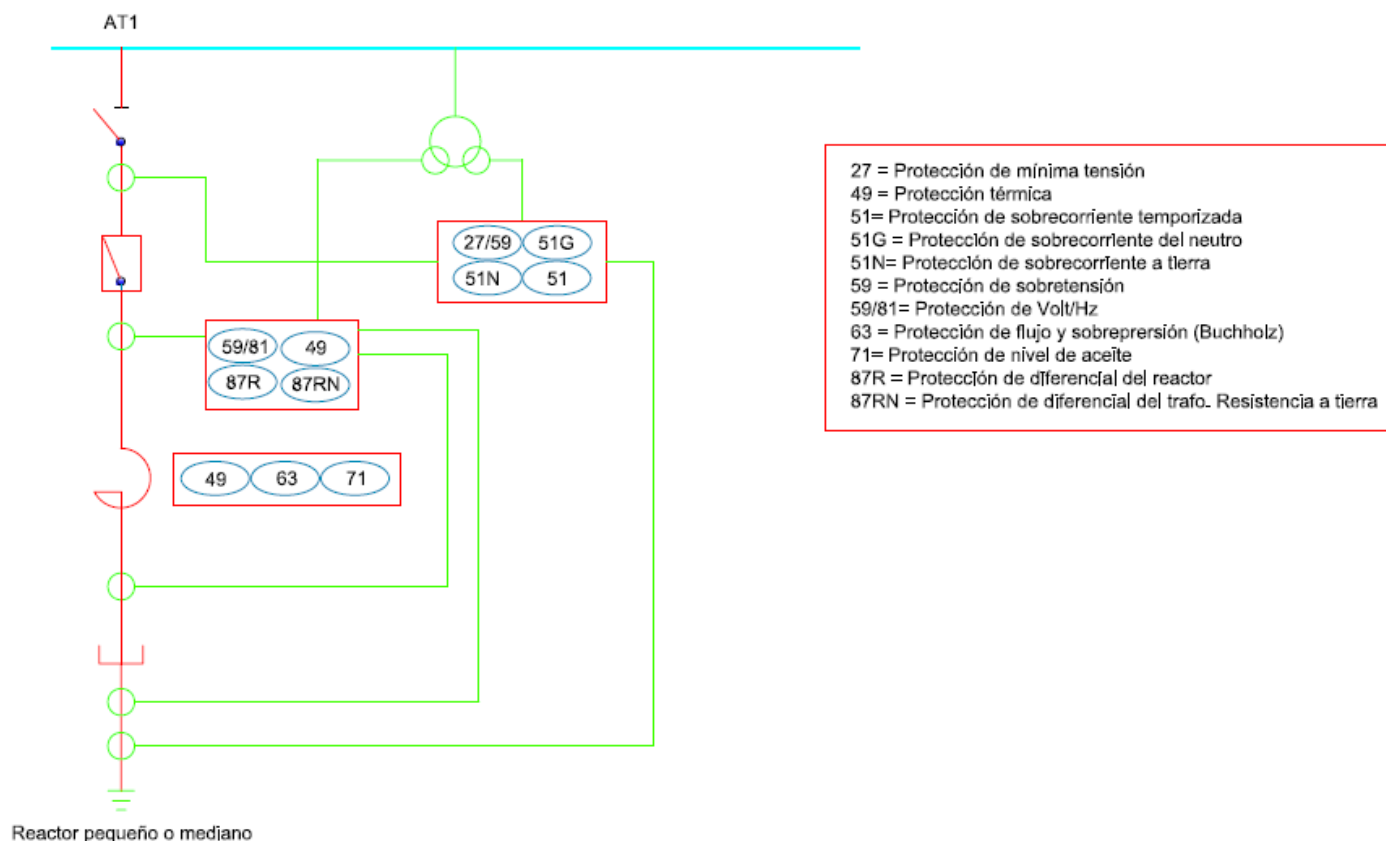


Figura A.100. Sistema de protección de reactor (pequeño o mediano) en derivación. Reactores con sus bobinados conectados en estrella con el neutro puesto a tierra.

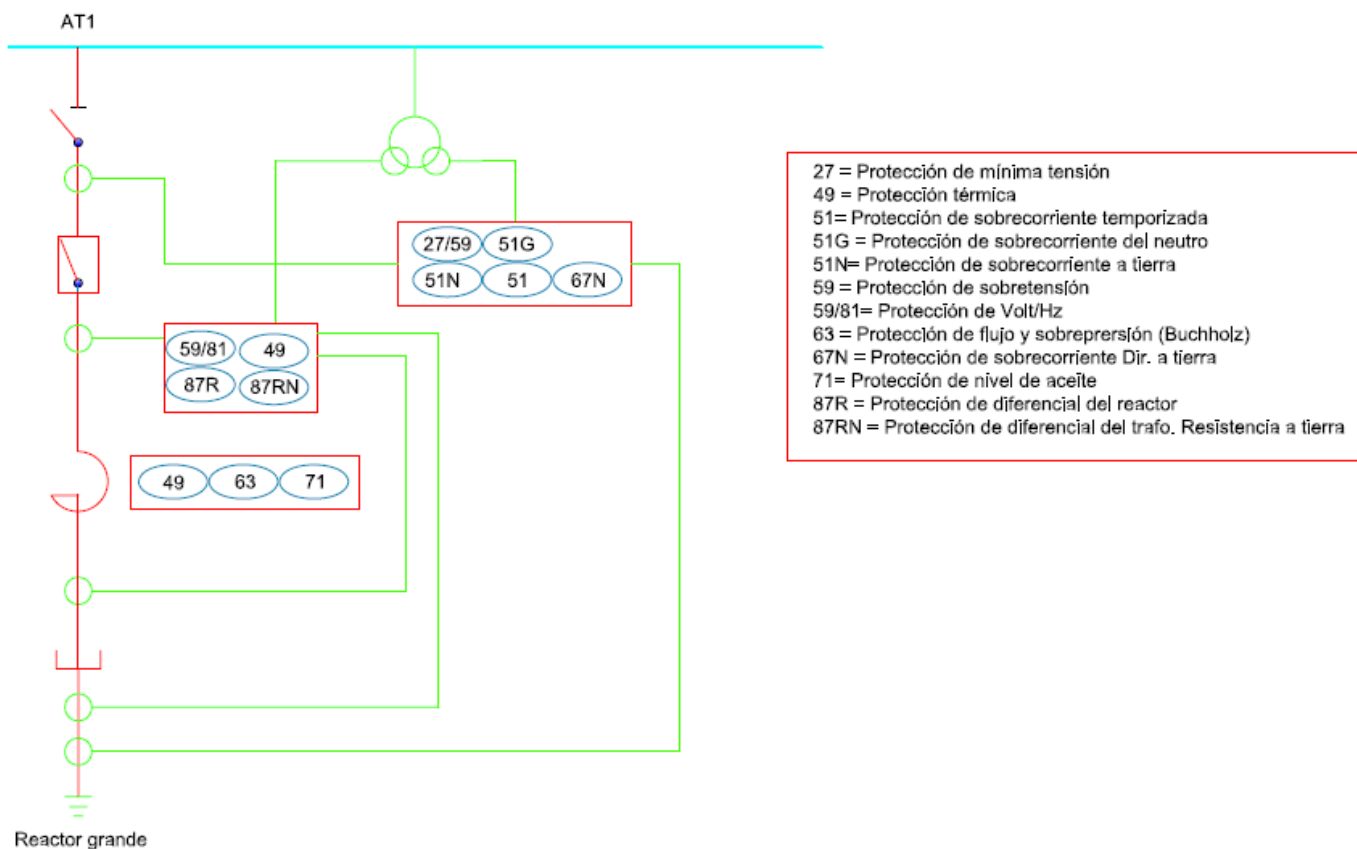


Figura A.101. Sistema de protección de reactor (grande) en derivación. Reactores con sus bobinados conectados en estrella con el neutro puesto a tierra.

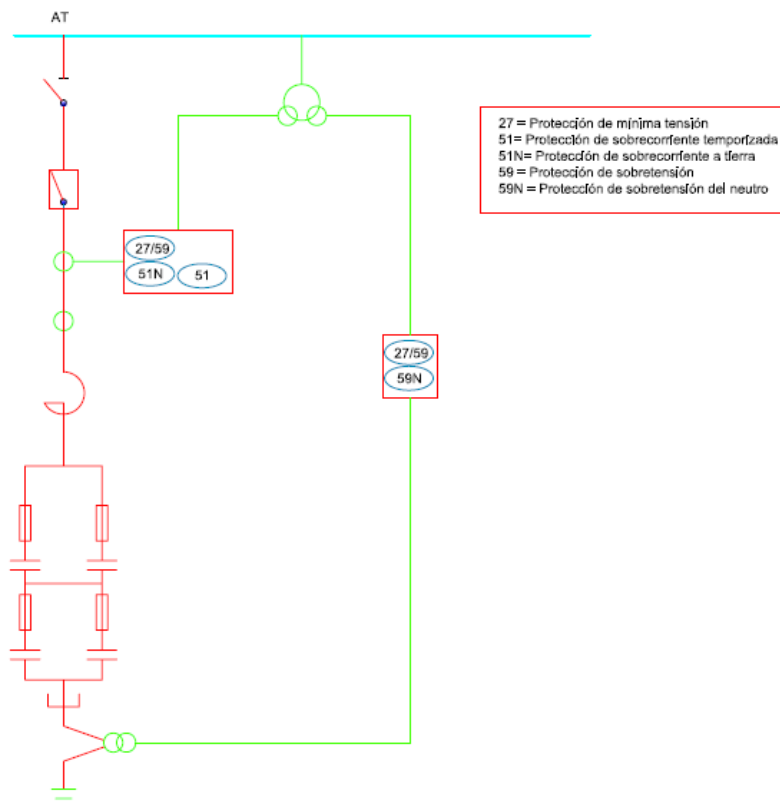


Figura A.102. Sistema de protección de un banco de capacitores conectados en estrella simple.

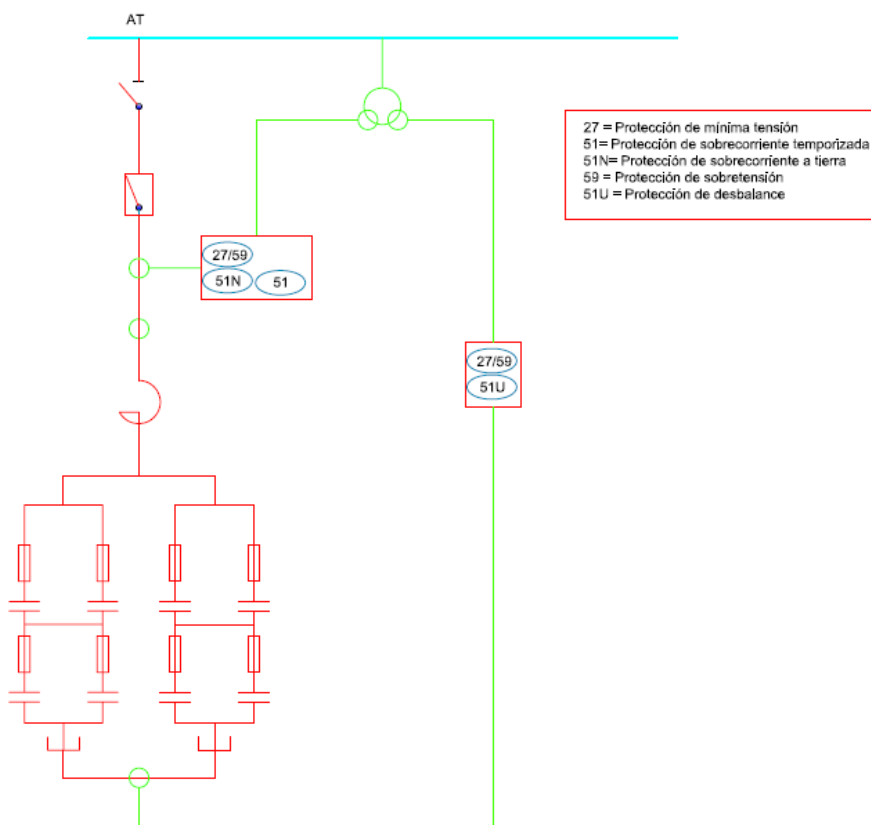


Figura A.103. Sistema de protección de un banco de capacitores conectados en doble estrella.

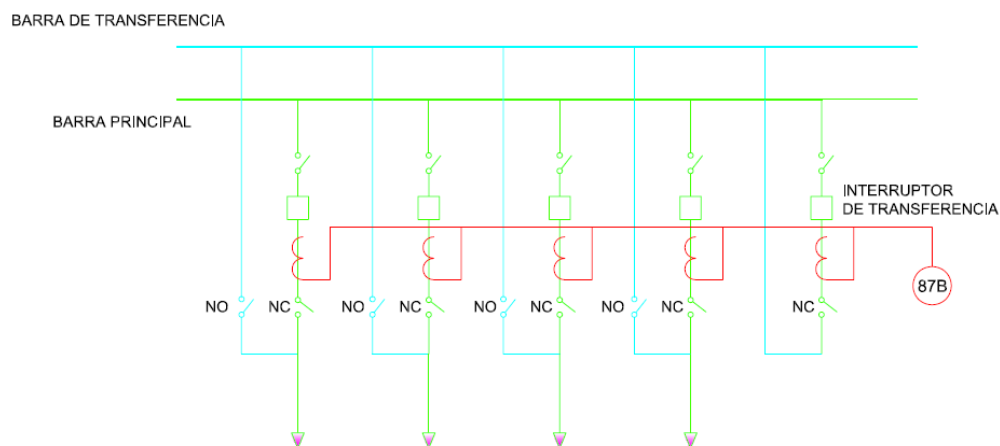


Figura A.104. Barra simple con barra de transferencia y su protección de barras.

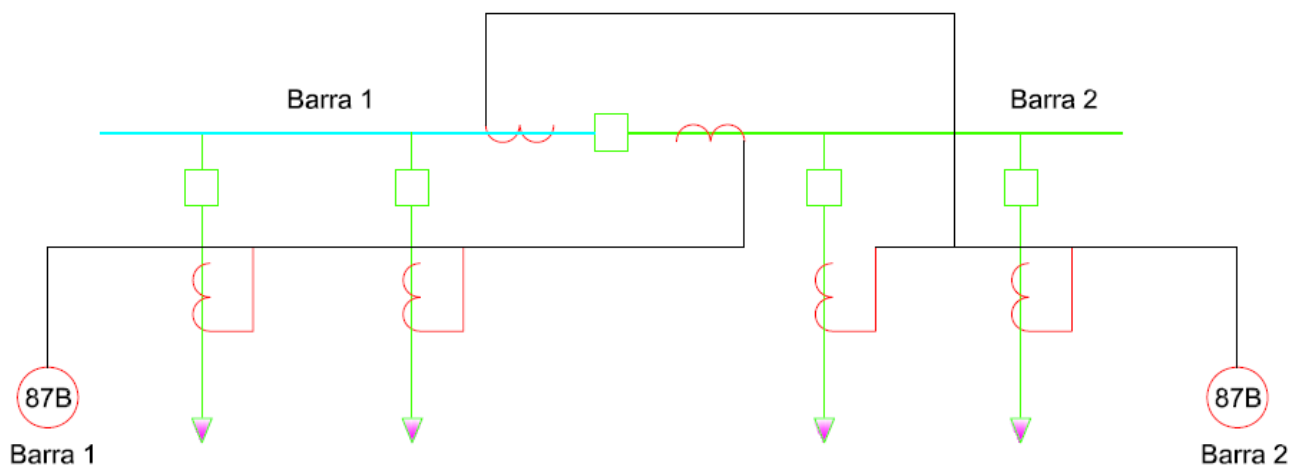


Figura A.105. Barra simple seccionada con interruptor acoplador con sus dos protecciones de barras.

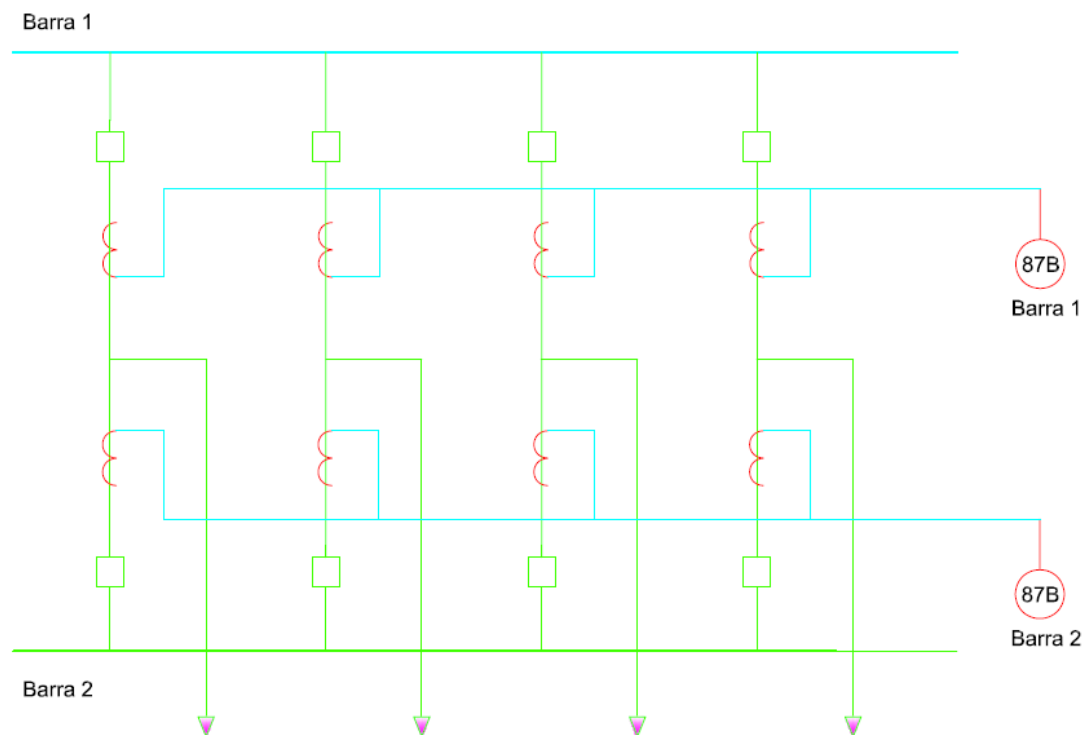


Figura A.106. Barra doble con sus dos protecciones de barras.

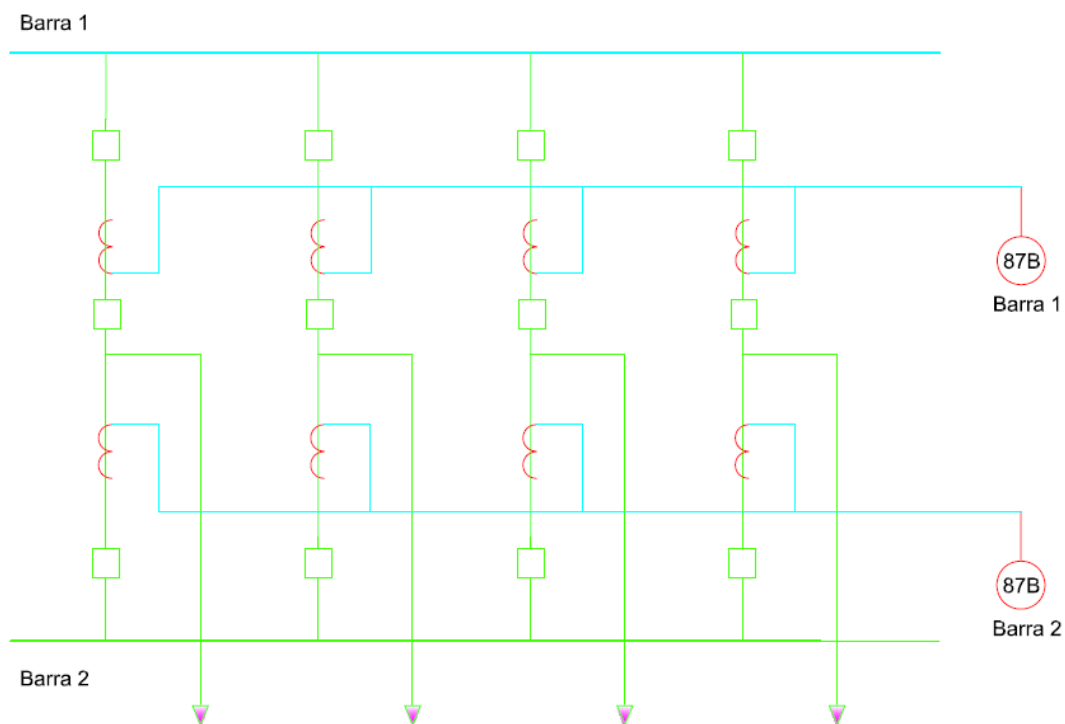


Figura A.107. Barra doble con interruptor y medio con sus dos protecciones de barras.

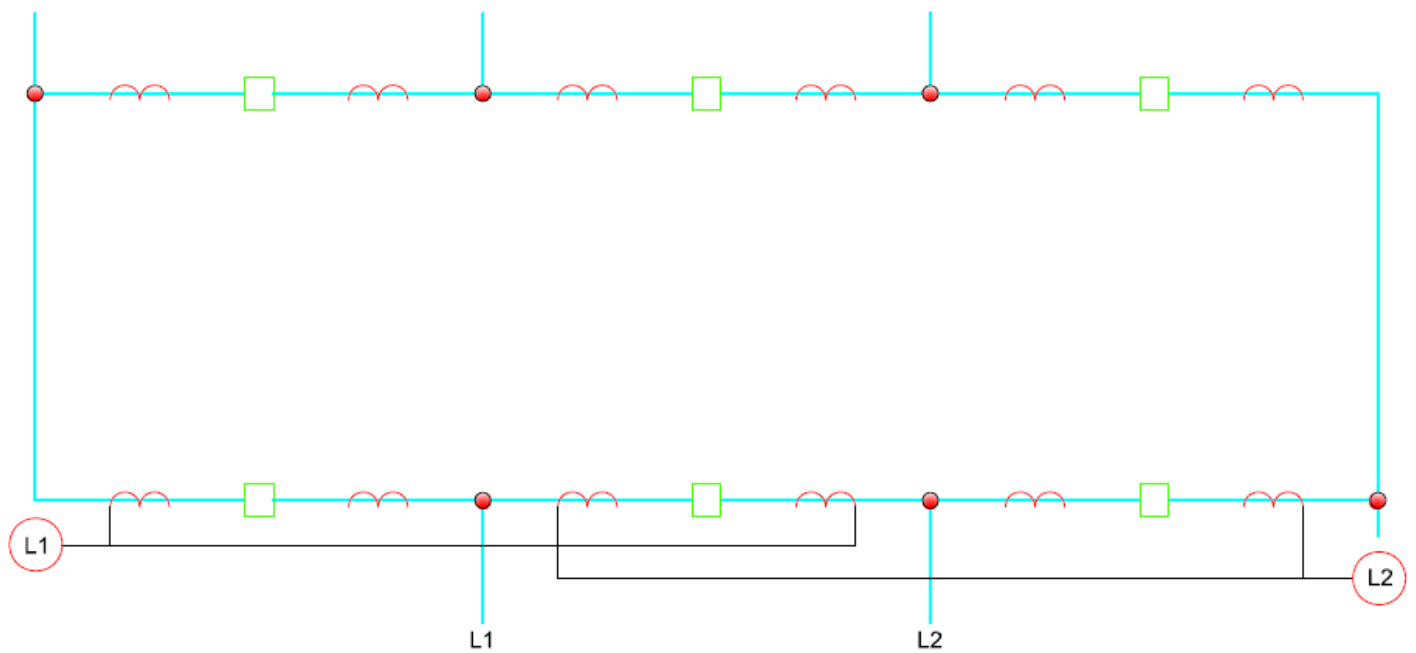


Figura A.108. Barra en anillo mostrando que las protecciones de barras están incluidas en las protecciones de los circuitos.

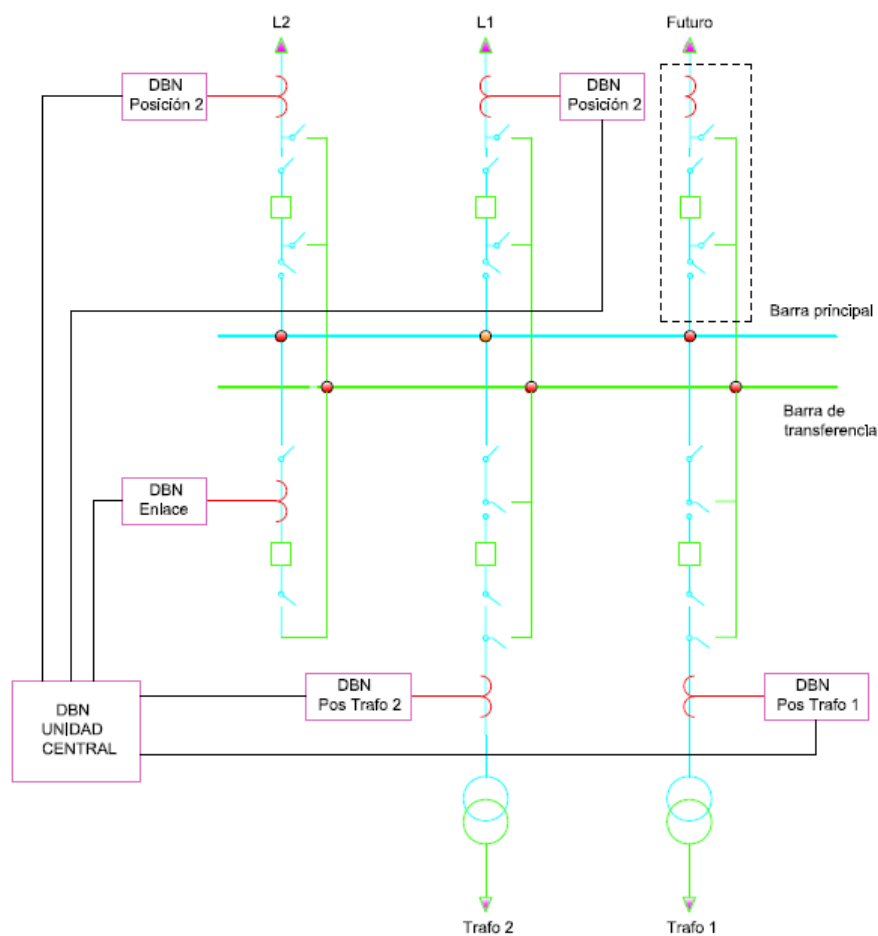


Figura A.109. Protección de barra de 220 kV.

7.8.1. Lista de equipos de un armario de protección de barras de 45 kV

En este apartado se indican una serie de ejemplos de cómo se realiza la lista de equipos que tiene un armario de protección.

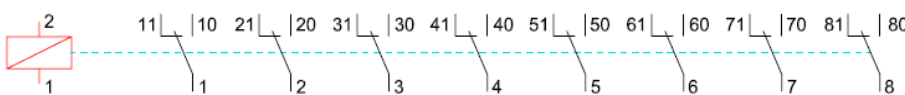
Aparato: Relé auxiliar											
Tipo: Monoestable 125 Vcc											
Modelo: RI-16											
Fabricante: Artech											
Denominación: Falta - A	Hoja	33.5	36.0	36.2	36.4	36.6	36.7	37.0	37.2	37.4	
Denominación: Falta - B	Hoja	33.7	36.1	36.3	36.5	36.8	36.8	37.1	37.3	37.5	
Denominación: K4 - BD	Hoja	31.5	36.1	36.3	36.4	36.6	36.8	37.1	37.3	37.4	

Figura A.110. Relé auxiliar monoestable.

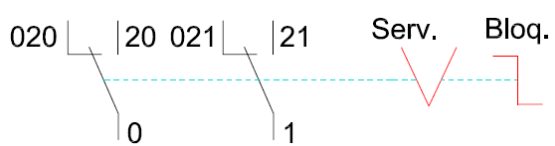
Aparato: Selector											
Tipo: CFA											
Modelo: 183 A / 125 Vcc											
Fabricante: Entrelec											
Denominación: S1	Hoja	15.3	15.3								

Figura A.111. Selector.

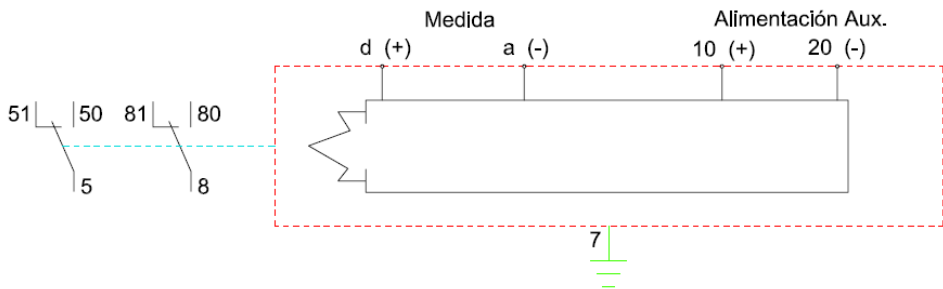
Aparato: Relé Tensión							
Tipo: Protec. 125 Vcc							
Modelo: UJ2							
Fabricante: Arteche							
Denominación: K1 – Anomalía	Hoja	35.5	15.6	15.6	15.7	15.7	15.73

Figura A.112. Relé de tensión.

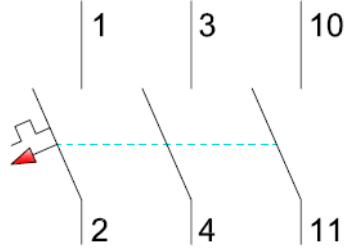
Aparato: Interruptor automático				
Tipo: 6 A / 125 Vcc				
Modelo: K6+S2				
Fabricante: ABB				
Denominación: A1	Hoja	15.4	15.4	35.6
Denominación: A2	Hoja	15.7	15.7	
Denominación: A3	Hoja	15.8	15.8	

Figura A.113. Interruptor automático.

Aparato:

Relé auxiliar

Tipo:

Biestable 125 Vcc

Modelo:

BF - 4

Fabricante:

Arteche

Denominación:

52 - Acop

Hoja

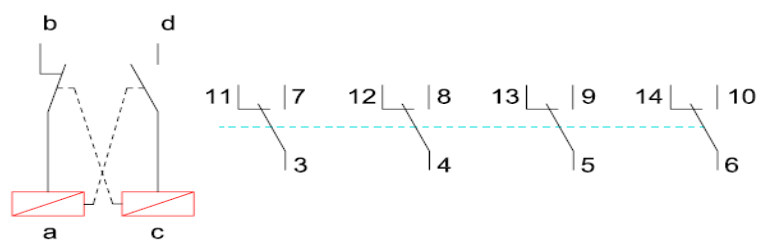
21.5

00.0

00.0

00.0

00.0


Figura A.114. Relé auxiliar biestable.
Aparato:

Pulsador

Tipo:

PS

Modelo:

C16 – BE / 125 Vcc

Fabricante:

Entrelec

Denominación:

Prueba

Hoja

34.7

15.4

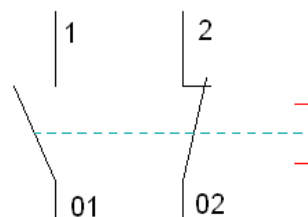
Denominación:

Reposición

Hoja

34.4

15.4


Figura A.115. Pulsador.

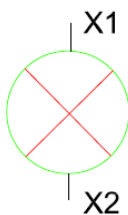
Aparato: Lámpara		
Tipo: Fluorescente		
Modelo: 125 Vcc		
Fabricante: Entrelec		
Denominación: L - Puerta	Hoja	34.8

Figura A.116. Lámpara.

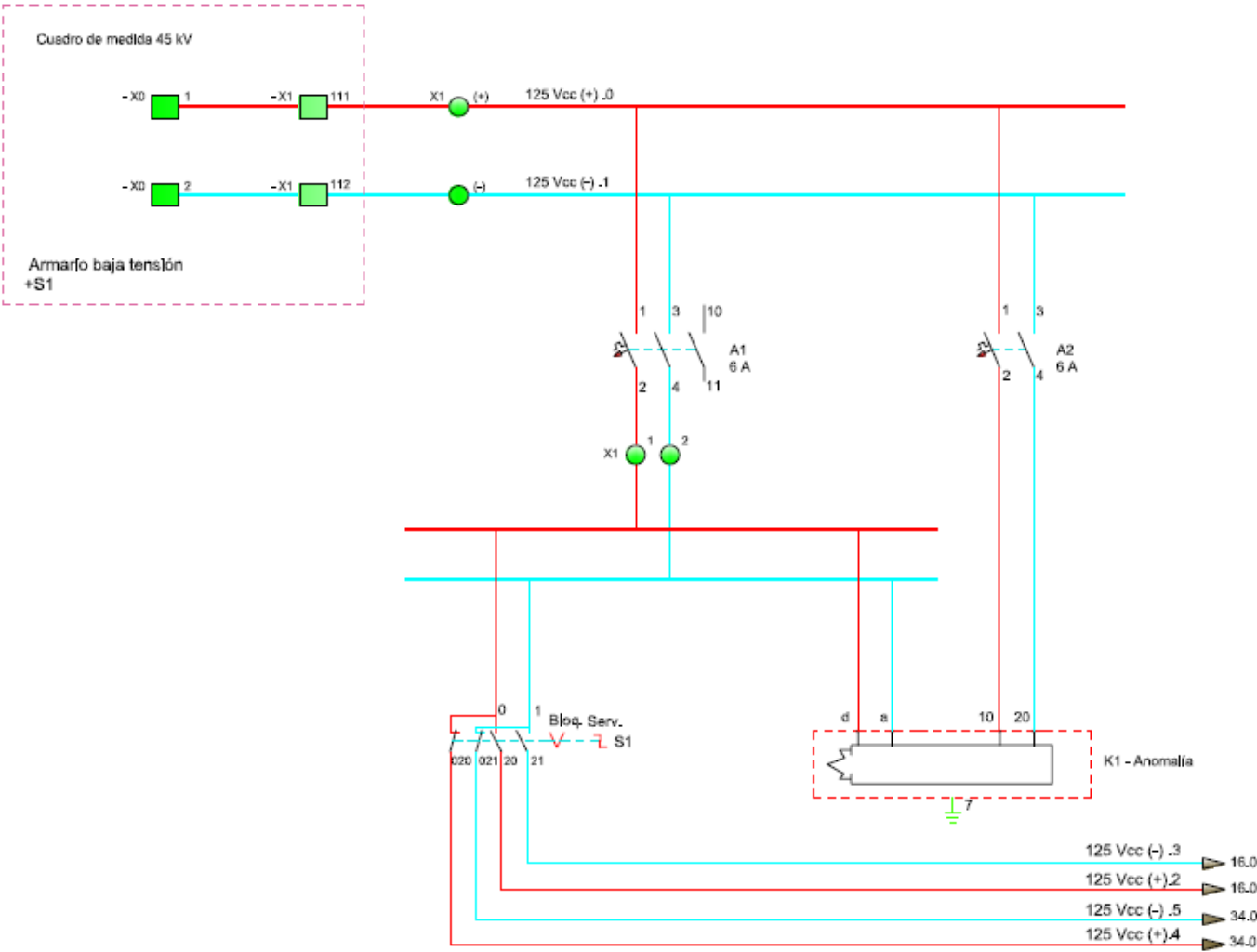


Figura A.117. Esquema desarrollado de alimentación de C.C.

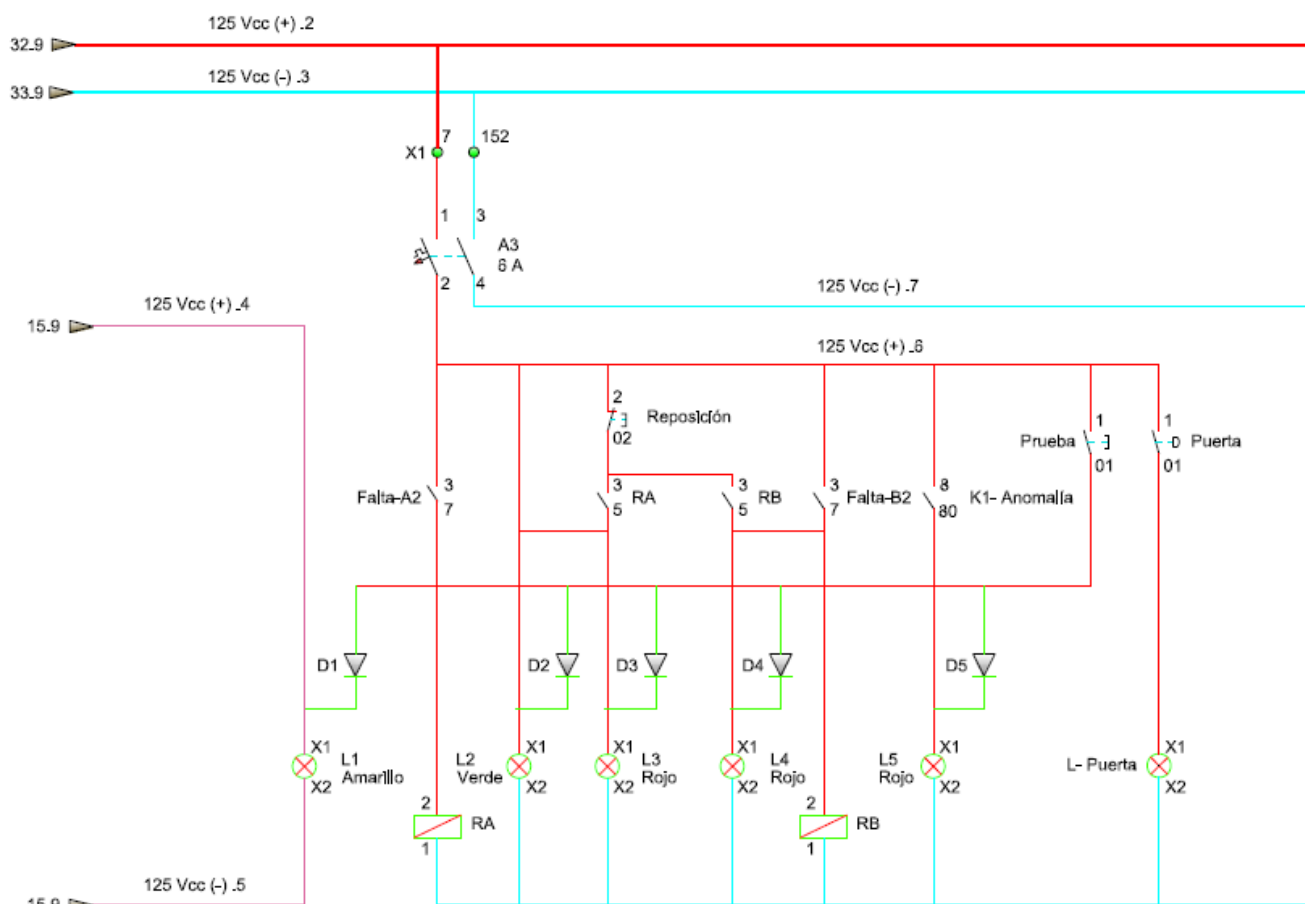
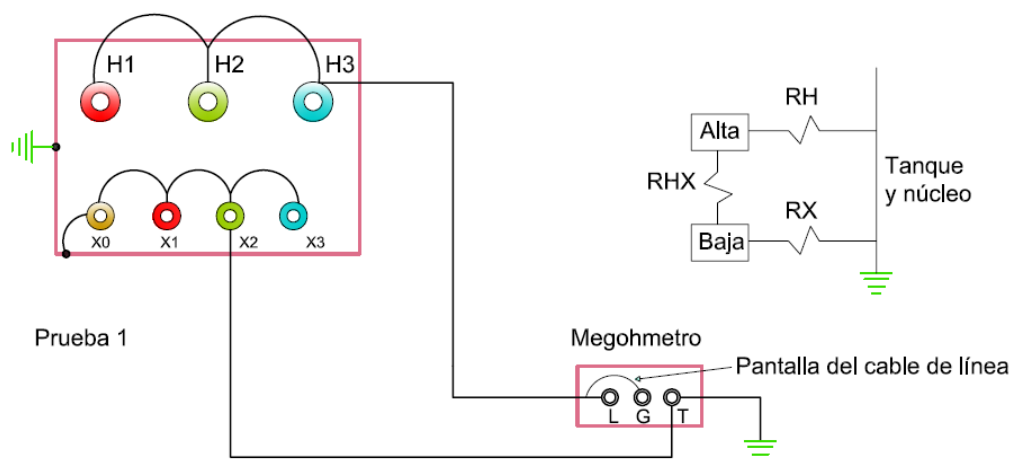


Figura A.118. Esquema desarrollado de señalización y alarmas.

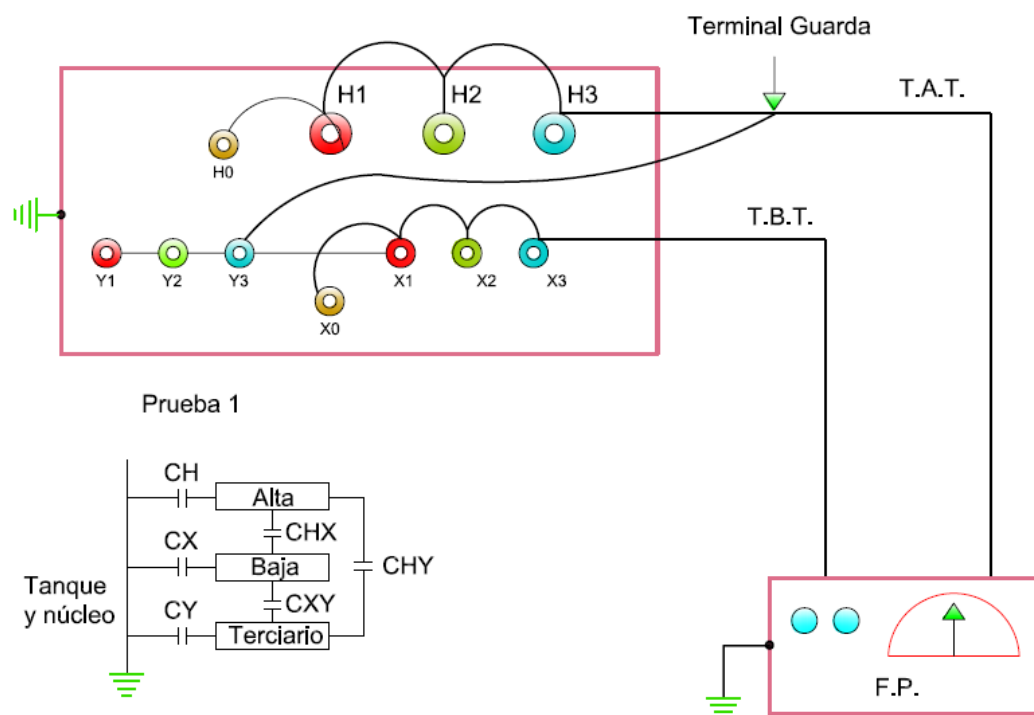
7.8.2. Prueba de resistencia de aislamiento en transformadores

En este apartado se indican algunos esquemas utilizados a la hora de realizar la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores, autotransformadores o reactores de potencia.



Prueba	Conexiones de prueba			Mide		
	L	G	T			
1	H	-----	X + Tq	RH + RHX		
2	H	Tq	X	RHX		
3			X	-----	H + Tq	RX + RHX
Tq = Tanque El tanque debe estar aterrizado						

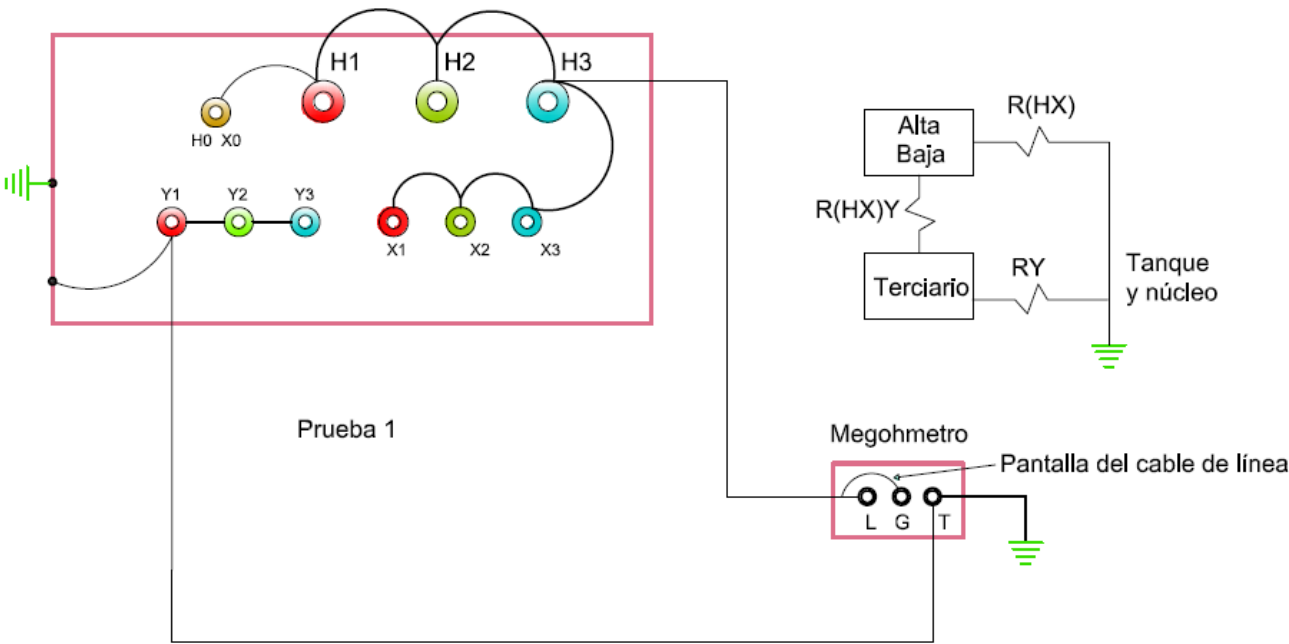
Figura A.119. Prueba de resistencia de aislamiento en transformador de dos devanados.



Prueba	Conexiones de prueba				Mide
	T.A.T	T.B.T	Guarda	Selector	
1	H	X	Y	Ground	CH + CHX
2	H	X+Y	-----	Guarda	CH
3	X	Y	H	Ground	CX + CXY
4	X	H+Y	-----	Guarda	CX
5	Y	H	X	Ground	CY + CHY
6	Y	H+X	-----	Guarda	CY
7	H	X	Y (Tierra)	UST	CHX
8	X	Y	H (Tierra)	UST	CXY
9	Y	H	X (Tierra)	UST	CHY

El tanque debe estar aterrizado

Figura A.120. Prueba de factor de potencia (FP) de aislamiento en un transformador de tres devanados.

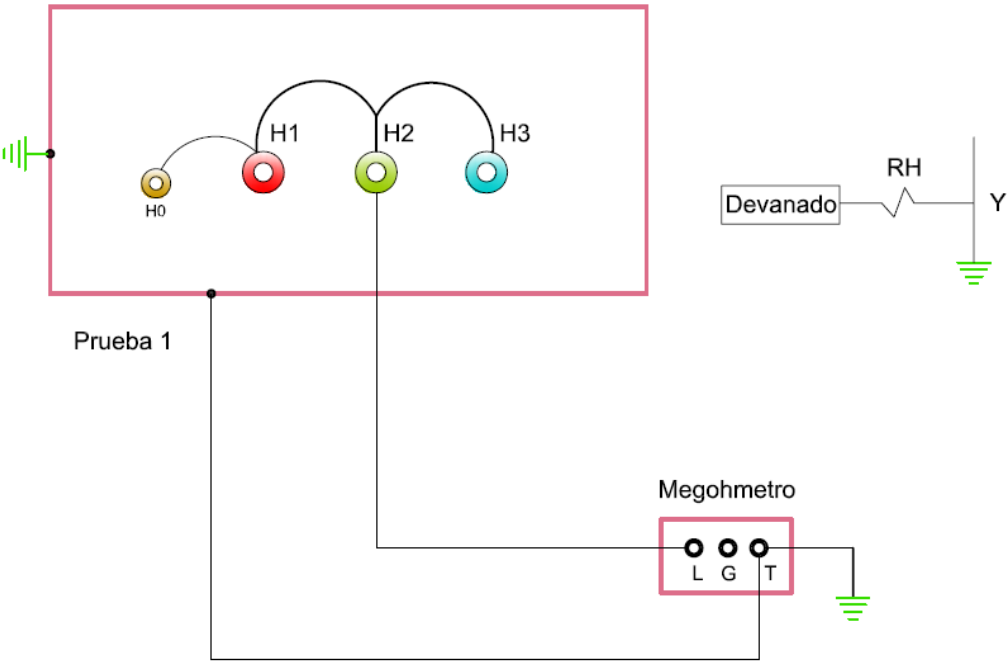


Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	L	G	T	
1	HX	-----	Tq + Y	R(HX) + (HX)Y
2	HX	Tq	Y	R(HX)Y
3	Y	-----	HX + Tq	RY + R(HX)Y

Tq = Tanque

El tanque debe estar aterrizado

Figura A.121. Prueba de resistencia de aislamiento en un autotransformador.

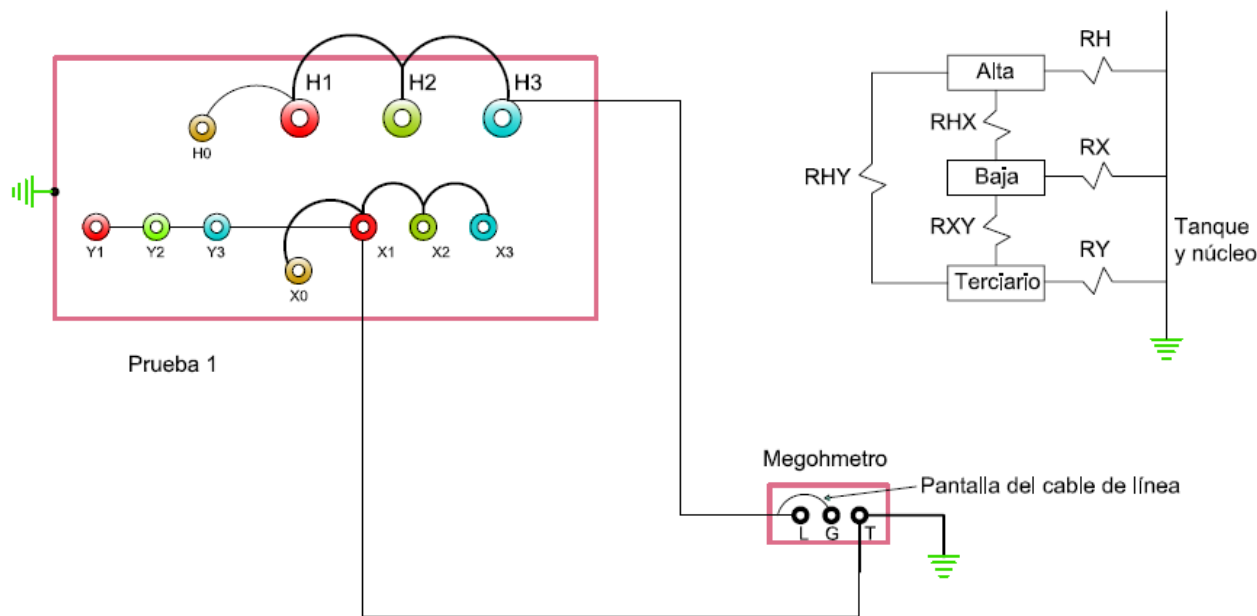


Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	L	G	T	
1	H	-----	Tq	RH

Tq = Tanque

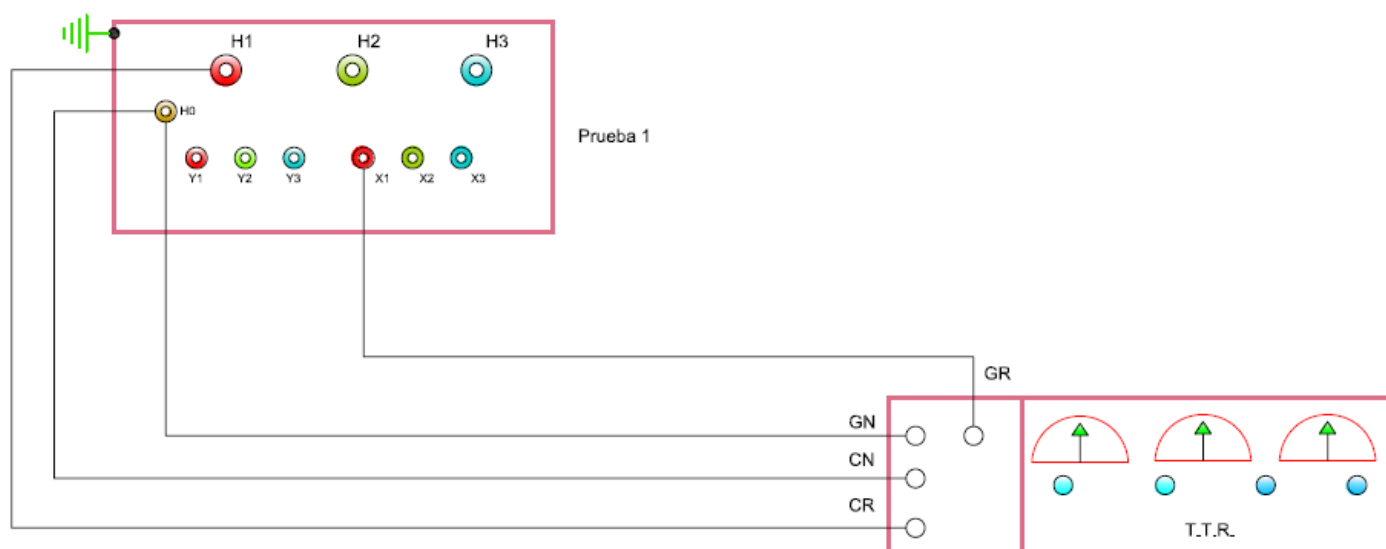
El tanque debe estar aterrizado

Figura A.122.Prueba de resistencia de aislamiento en un reactor.



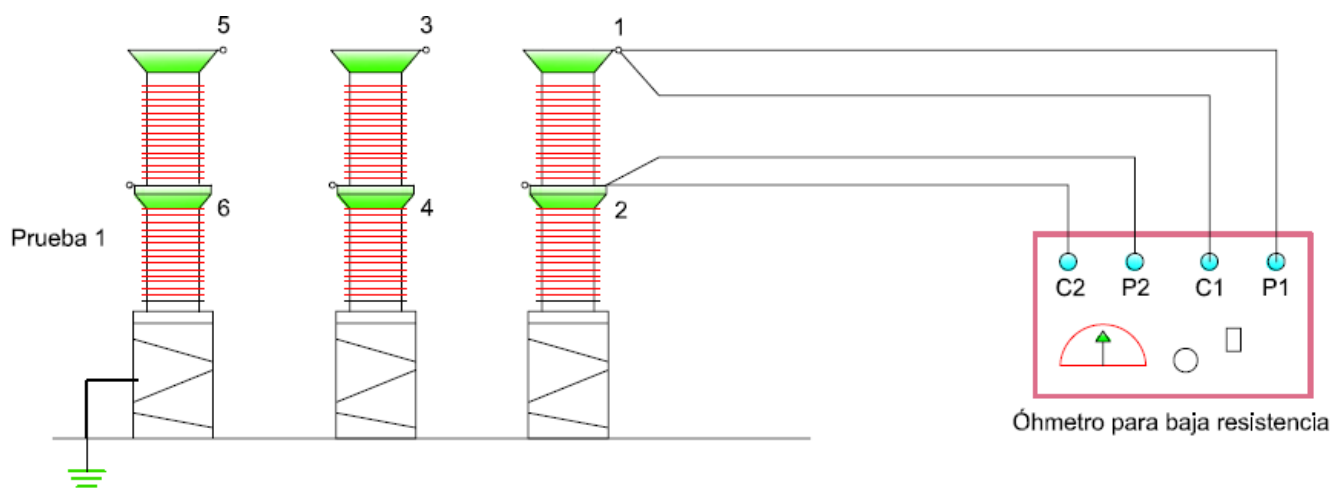
Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	L	G	T	
1	H	-----	X + Y + Tq	RH + RHX + RHY
2	H	Y, Tq	X	RHX
3	H	X, Tq	Y	RHY
4	X	-----	H + Y + Tq	RX + RHX + RXY
5	X	H, Tq	Y	RXY
6	Y	-----	H + X + Tq	RY + RHY + RXY
Tq = Tanque El tanque debe estar aterrizado				

Figura A.123. Prueba de resistencia de aislamiento en un transformador de tres devanados.



Prueba	Conexiones de prueba				Mide
	CR	CN	GR	GN	
1	H1	H0 – X0	X1	H0 – X0	H – X (A)
2	H2	H0 – X0	X2	H0 – X0	H – X (B)
3	H3	H0 – X0	X3	H0 – X0	H – X (C)
4	H1	H0 – X0	Y1	Y3	H – Y (A)
5	H2	H0 – X0	Y2	Y1	H – Y (B)
6	H3	H0 – X0	Y3	Y2	H – Y (C)
7	X1	H0 – X0	Y1	Y3	X – Y (A)
8	X2	H0 – X0	Y2	Y1	X – Y (B)
9	X3	H0 – X0	Y3	Y2	X – Y (C)

Figura A.124. Prueba de relación de transformación en un autotransformador.



Prueba	Conexiones de prueba				Mide
	C1	P1	C2	P2	
1	1	1	2	2	Resistencia de contacto del polo 1
2	3	3	4	4	Resistencia de contacto del polo 2
3	5	5	6	6	Resistencia de contacto del polo 3
Nota: Las pruebas deben realizarse con el interruptor cerrado					

Figura A.125. Prueba de resistencia de contactos de interruptores de pequeño volumen e aceite, gas SF6 y circuito interruptor.



Figura A.126. Unidad de prueba de relés y calibrador de alta tensión. Fuente: Amicron.



Figura A.127. Equipos para pruebas de protección trifásica y puesta en servicio de sistemas Scada. Fuente: Omicron.



Figura A.128. Amplificador de corriente para equipos de pruebas eléctricas.

Fuente: Omicron.

Anexo 8. Automatización de subestaciones



La automatización de Subestaciones Eléctricas consiste básicamente en la aplicación de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) que, utilizando microprocesadores, permiten controlar, proteger y monitorizar el sistema eléctrico de potencia y sus subestaciones.

Desde un punto de vista lógico los distintos niveles de automatización son:

- *Nivel de proceso*: Es el nivel más bajo, en el que se sitúan los sensores, transformadores de intensidad y de tensión principalmente, y los dispositivos de actuación (interruptores y seccionadores) necesarios para la monitorización y operación de la subestación.
- *Nivel de posición*: Es el nivel intermedio, en el que se sitúan los equipos de protección y control. Estos equipos protegen y controlan la posición en la que están colocados y pueden también, incluir funciones relacionadas con la operación de otras posiciones (por ejemplo, interbloqueos). Además disponen de enlaces de comunicación serie con los equipos del nivel de subestación.
- *Nivel de subestación*: Es el nivel superior dentro de la subestación, donde se sitúan las consolas locales (HMI) y las unidades centrales de subestación (UCS/Gateway) que se conectan con los centros de control (SCADA).

En la figura A.129 se puede apreciar un esquema de automatización de una subestación eléctrica.

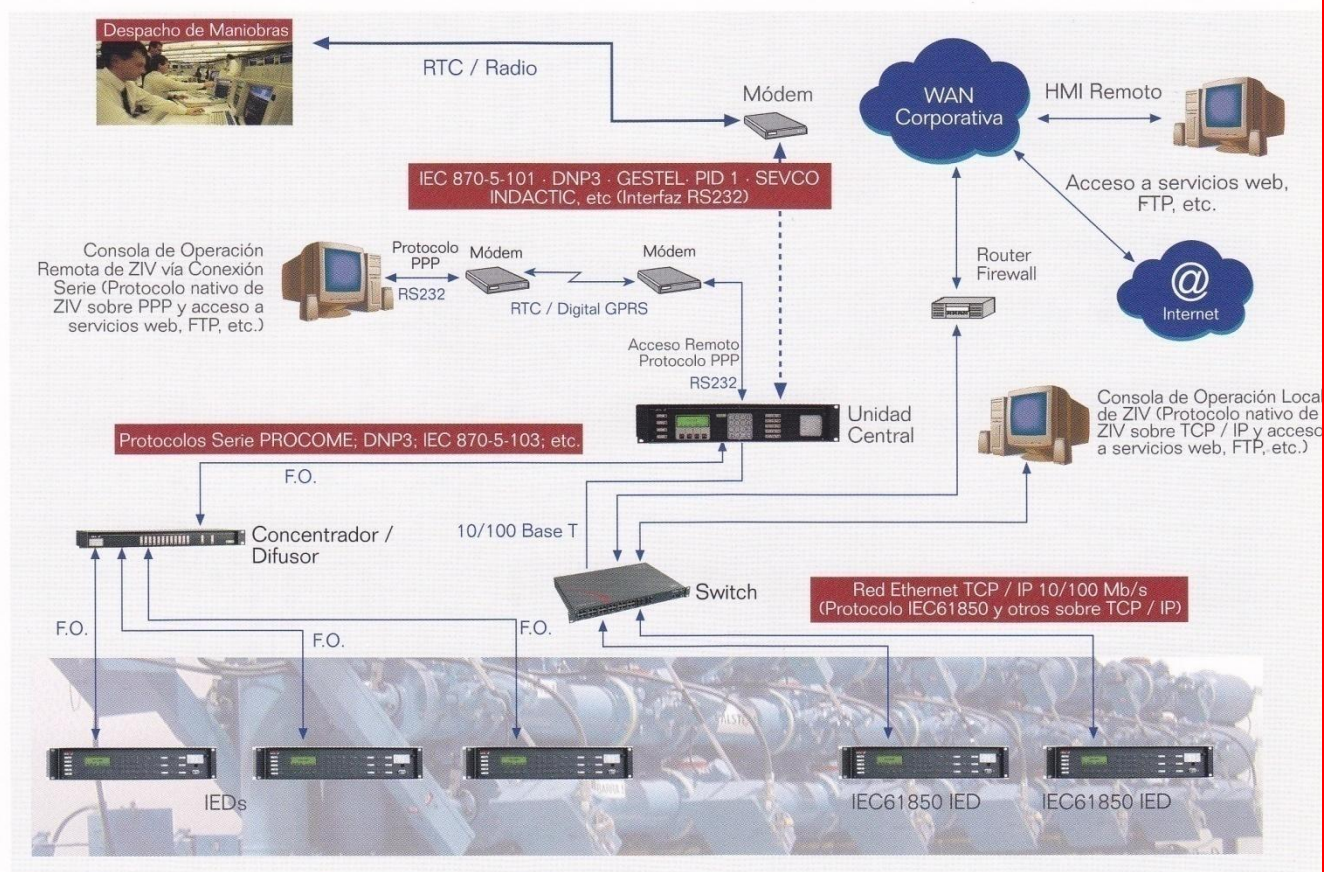


Figura A.129. Automatización de una subestación eléctrica (I). Fuente: ZIV p + c.

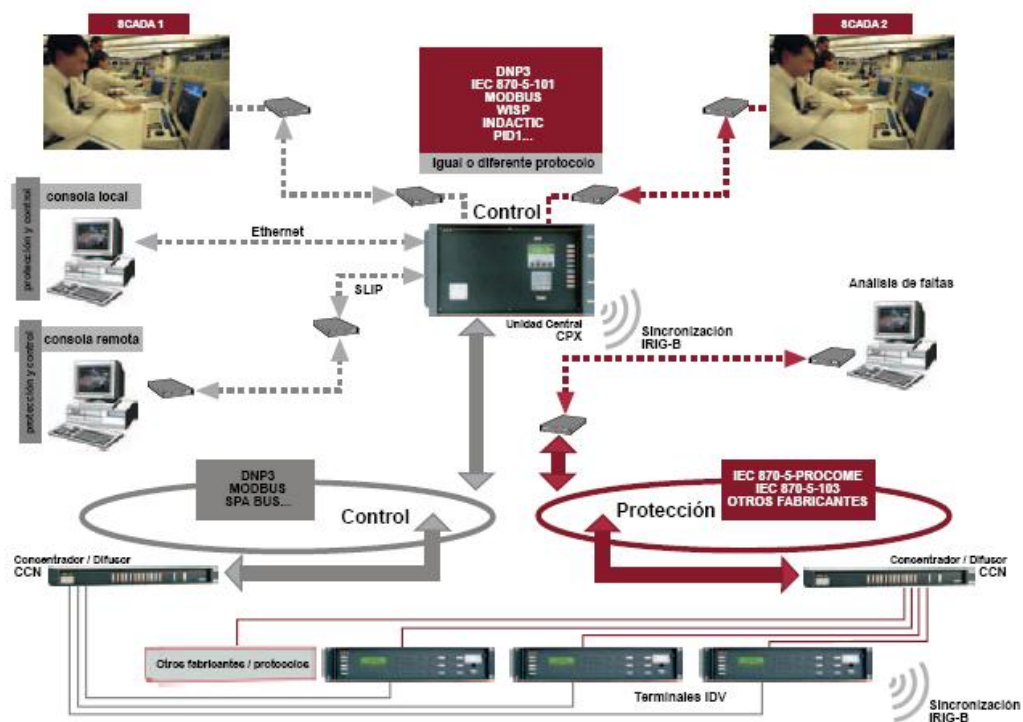


Figura A.130. Automatización de una subestación eléctrica (II). Fuente: ZIV p + c.

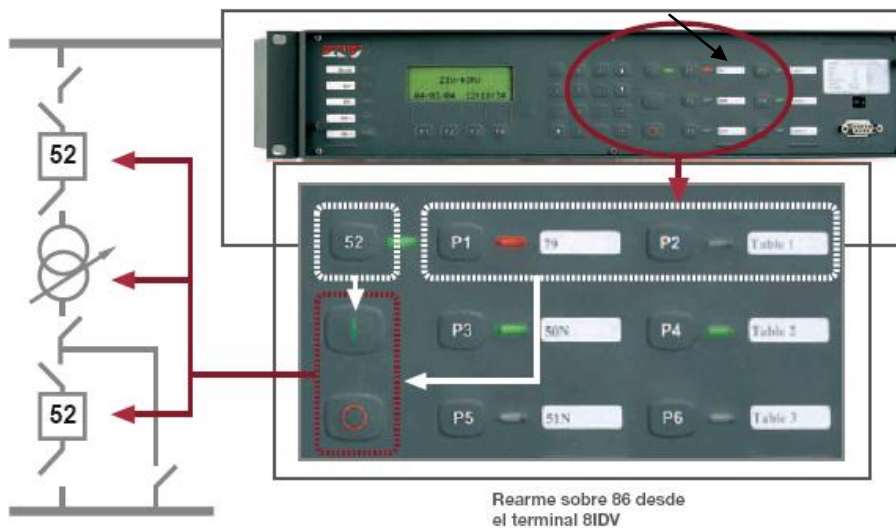


Figura A.131. Interfaz Hombre - Máquina. Fuente: ZIV p + c.

Anexo 9. Grado de protección de las envolventes



El grado de protección de una envolvente es el nivel de protección proporcionado por una envolvente contra el acceso a partes peligrosas, contra la penetración de objetos sólidos extraños y/o contra la penetración de agua y verificado por métodos de ensayo normalizados.

Los códigos de los distintos tipos de protección se indican en las siguientes tablas:

1ª cifra: protección contra los cuerpos sólidos			2ª cifra: protección contra los cuerpos líquidos		
IP	Tests		IP	Tests	
0		Sin protección	0		Sin protección
1		Protegido contra cuerpos sólidos mayores de 50 mm	1		Protegido contra caída vertical de gotas de agua (condensación)
2		Protegido contra cuerpos sólidos mayores de 12,5 mm	2		Protegido contra caída de gotas de agua hasta 15° respecto a la vertical
3		Protegido contra cuerpos sólidos de más de 2,5 mm (herramientas, tornillos)	3		Protegido contra caída de gotas de agua hasta 60° respecto a la vertical
4		Protegido contra cuerpos sólidos mayores de 1 mm (herramientas finas, cables pequeños)	4		Protegido contra proyecciones de agua procedentes de cualquier dirección
5		Protegido contra el polvo (sin depósitos perjudiciales)	5		Protegido contra chorros de agua de manguera procedentes de cualquier dirección
6		Totalmente protegido contra el polvo	6		Totalmente protegido contra proyecciones de agua asimilables a golpes de mar
			7		Protegido contra efectos de inmersión
			8		Protegido contra efectos de inmersión prolongada en condiciones específicas

Tabla A.31. Grado de protección contra la penetración de cuerpos sólidos y líquidos.

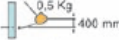
Grado IK	Ensayos	Energía en Julios
IK 00		0
IK 01		0,15
IK 02		0,2
IK 03		0,35
IK 04		0,5
IK 05		0,7
IK 06		1
IK 07		2
IK 08		5
IK 09		10
IK 10		20

Tabla A.32. Grado de protección contra los impactos mecánicos.

Anexo 10. Pararrayos autoválvulas



❖ Características de los pararrayos

Corriente nominal de descarga. Depende del nivel isocerámico de la zona, la importancia de la instalación y el margen de protección deseado. Suele valer 5 o 10 kA.

❖ Tensión asignada (U_r) y máxima de servicio continuo (U_c) para pararrayos de óxidos metálicos (POM)

$$U_c > \frac{U_{\text{máx}} \cdot K_e}{\sqrt{3} \cdot T_c}$$

$$U_r > \frac{U_{\text{máx}} \cdot K_e}{\sqrt{3} \cdot T_r}$$

U_c = tensión máxima de servicio continuo del pararrayos, en kV.

U_r = tensión asignada del pararrayos, en kV.

$U_{\text{máx}}$ = tensión compuesta máxima de servicio prevista en el lugar de la instalación a proteger, en kV.

K_e = factor de defecto a tierra de la red, estando su valor comprendido entre 1,4 y 1,7.

Normalmente, los valores usados son: 1,4 para redes con neutro rígido a tierra y 1,7 para redes con neutro aislado. Para redes puestas a tierra a través de una impedancia se aplica el valor de 1,7.

T_r o T_c = factor de sobretensión temporal.

Este factor adimensional es una característica del pararrayos, y es función del tiempo de duración de la sobretensión y de la energía que el pararrayos haya absorbido previamente. El fabricante debe facilitar los gráficos correspondientes de los valores de T_r o T_c .

$T_r \times U_r$ o $T_c \times U_c$ = valor de la tensión máxima admisible a frecuencia industrial, durante el tiempo de duración de una falta monofásica a tierra, que pueden soportar los pararrayos de la o las fases no afectadas por dicha falta, sin que estos se deterioren.

Como margen de seguridad se considerará que el o los pararrayos sometidos a la sobretensión temporal han sido energizados previamente con la máxima energía que sean capaces de disipar sin deterioro.

Se elige de la lista de tensiones asignadas aquella cuyo valor sea igual o inmediatamente superior al calculado U_r .

K_d = factor de diseño característico de cada tipo de pa-rarrayos = U_c/U_r .

(K_e) se puede determinar si se conocen las impedancias de la red, para el caso de que la red se ponga a tierra a través de una impedancia limitadora, en caso contrario, se aplicará el valor de 1,7.

Nivel de protección (N_p)

Se tomará como N_p el mayor de los siguientes valores:

- Valor máximo de la tensión residual con onda 8/20 μs correspondiente a la corriente de descarga de 10 kA.
- Valor máximo de la tensión residual con onda 1/T2 μs dividido por 1,15 para la corriente de descarga de 10 kA. El valor de T2 no será superior a 20 μs .

Coordinación de aislamientos

$$M_p = \left(\frac{N_a}{N_r} - 1 \right) 100$$

M_p = margen de protección.

N_a = nivel de aislamiento.

$N_r = N_p + \text{incrementos} = \text{nivel de protección resultante de la instalación}$. Los incrementos son debidos a la tensión $R_t \times I_d$ (para tierras independientes), tensión inducida en el conductor (l) de conexión, incremento de tensión a lo largo de la línea (L).

N_p = Nivel de protección.

Cálculo de las distancias de protección:

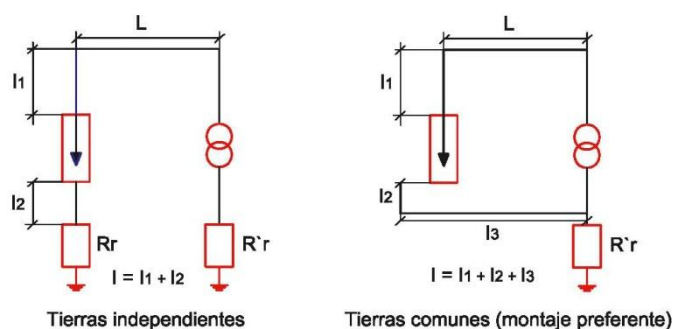


Figura A.132. Distancias de protección.

Distancia de protección (L)

Es la máxima longitud medida sobre los conductores de fases comprendidas entre el pararrayos y la instalación a proteger, por encima de la cual no se garantiza dicha protección.

Línea aérea:

$$L \leq V \frac{N_r - N_p - 8l - R_t I_d}{2S}$$

Cable subterráneo:

$$L \leq \frac{V}{S_c} (N_p + 8l + R_t I_d) T_r$$



Figura A.133. CT con autoválvulas-pararrayos.

l = conductor de conexión.

R_t = resistencia de la puesta a tierra corregida del pararrayos en el supuesto que sea independiente de la puesta a tierra de las masas de la instalación a proteger.

R_t = (para el caso de tierras independientes) = $R_r - \frac{\rho}{2\pi D}$.

I_d = intensidad nominal de descarga del pararrayos (5 o 10 kA).

R_r = resistencia de la puesta a tierra del pararrayos en ohmios.

D = distancia entre las tomas de tierra del pararrayos e instalación, medida sobre el terreno (m).

Preferentemente, las masas de la instalación a proteger y la puesta a tierra del pararrayos deben estar unidas, en cuyo caso el producto $R_t \times I_d$ no se considera.

ρ = resistividad del terreno ($\Omega \times m$).

S (S_c) = este valor se tomará igual a 100 kV/ μs por cada 12 kV de la tensión compuesta máxima de servicio prevista en el lugar de la instalación.

Para cable subterráneo $S_c = 0,2 S$, reducción en la que se ha tenido en cuenta el cambio de impedancias de línea aérea a cable subterráneo.

V = velocidad de propagación de la onda de tensión en m/ μs . Para líneas aéreas se tomará $V = 300$. Para cables aislados se tomará $V = 150$.

T_r = factor de sobretensión temporal.

Tabla A.33. Valores característicos de pararrayos de óxidos metálicos.

Tipo	U_r (kV)	U_c (kV)	N_p (kV)	
			1/5 μs	8/20 μs
10	12,50	10	33,70	30,70
11	13,80	11	36,90	33,80
12	15,00	12	41,60	36,90
13	16,30	13	44,00	40,00
14	17,50	14	47,10	43,00
15	18,80	15	52,40	46,10
16	20,00	16	56,10	49,20
17	21,30	17	61,60	52,20
18	22,50	18	64,30	55,30
19	23,80	19	69,00	58,40
Nota: Como valor de N_p se tomará el mayor que resulte de 8/20 μs o 1/5 μs dividido por 1,15.				

Ejemplos de cálculo de la distancia máxima de protección

a) Línea aérea

Datos:

- Protección contra sobretensiones de origen atmosférico en un CT intemperie, alimentado por una red aérea de tensión máxima prevista de 12 kV, con neutro aislado.
- El conductor de conexión al pararrayos tiene 1,2 m.
- Los pararrayos son de óxidos metálicos.
- Se considera que la tierra de las masas del CT y la tierra del pararrayos son comunes.
- Alto nivel de tormentas.
- Margen de protección (M_p) del 30 %.
- Nivel de aislamiento (NA) de la instalación = 75 kV.
- Nivel de protección del pararrayos (NP) = 30,7 kV.
- $T_c = 1,25$ (dato obtenido del fabricante) y $T_r = 1$ (dato obtenido del fabricante).

Considerando un tiempo de duración de la falta de hasta 10 s.

Resultados:

Aplicando la fórmula correspondiente, tenemos: $U_c = 9,42$ kV y $U_r = 11,77$ kV.

La intensidad de descarga será de 10 kA (alto nivel de tormentas).

Utilizando la fórmula adecuada para línea aérea, tenemos:

$$L = \leq 300 \frac{57,69 - 30,70 - 8 \cdot 1,2 - 0}{2 \cdot \frac{12}{12} \cdot 100} = 26,08 \text{ m}$$

$$N_r = 7.500 / 130 = 57,69$$

$$N_r = 7.500 / 130 = 57,69$$

Utilizaremos un juego de pararrayos tipo POM 10 de 10 kA en la línea aérea, de tal forma que la distancia al CT, medida sobre los conductores de las fases no sea superior a 26,08 m. Se recuerda que aun así, la distancia debe ser la menor posible.

b) Cable subterráneo

Datos:

- Tensión máxima de 12 kV.
- CT subterráneo.
- $N_p = 30,7$ kV.
- $T_r = 0,15$ (calculado según gráfica del fabricante).
- Neutro aislado.
- Autoválvulas de óxidos metálicos.
- $l = 1,2$ m.

- Tierras comunes.

Resultados:

Utilizando la fórmula adecuada, se obtiene:

$$L \leq \frac{150}{0,2 \left(\frac{12}{12} \right) \cdot 100} (30,70 + 8 \cdot 1,2 + 0) \cdot 0,15 = 45,33 \text{ m}$$

Si la longitud del cable es superior, se colocará un juego de pararrayos en el punto de unión del cable y el transformador.

Anexo 11. Códigos ANSI



Funciones de los dispositivos para sistemas eléctricos de potencia

Número	Descripción
1	Elemento principal , es el dispositivo de iniciación, tal como el interruptor de control, relé de tensión, interruptor de flotador, entre otros, que sirve para poner el aparato en operación o fuera de servicio, bien directamente o a través de dispositivos, tales como relés de protección con retardo.
2	Relé de cierre o arranque temporizado , es el que da la temporización deseada entre operaciones de una secuencia automática o de un sistema de protección, excepto cuando es proporcionado específicamente por los dispositivos 48, 62 y 79 descritos más adelante.
3	Relé de comprobación o de bloqueo , es el que opera en respuesta a la posición de un número de condiciones determinadas, en un equipo para permitir que continúe su operación, para que se pare o para proporcionar una prueba de la posición de estos dispositivos o de estas condiciones para cualquier fin.
4	Contacto principal , es un dispositivo generalmente mandado por el dispositivo n° 1 o su equivalente y los dispositivos de permiso y protección necesarios, y sirve para cerrar y abrir los circuitos de control necesarios para reponer un equipo en marcha, bajo las condiciones deseadas o bajo otras condiciones anormales.
5	Dispositivo de parada , es aquel cuya función primaria es quitar y mantener un equipo fuera de servicio.
6	Interruptor de arranque , es un dispositivo cuya función principal es conectar la máquina a su fuente de tensión de arranque
7	Interruptor de ánodo , es el utilizado en los circuitos del ánodo de un rectificador de potencia, principalmente para interrumpir el circuito rectificador por retorno del encendido de arco.
8	Dispositivo de desconexión de energía de control , es un dispositivo de desconexión (tal como un conmutador de cuchilla, interruptor o bloque de fusibles extraíbles) que se utiliza con el fin de conectar y desconectar, respectivamente, la fuente de energía de control hacia y desde la barra o equipo de control.

Nota. Se considera que la energía de control incluye la energía auxiliar que alimenta aparatos pequeños como motores calefactores.

9 **Dispositivo de inversión**, es el que se utiliza para invertir las conexiones del campo de una máquina o bien para otras funciones especiales de inversión.

10 **Conmutador de secuencia**, es el que se utiliza para cambiar la secuencia de conexión o desconexión de unidades de un equipo de unidades múltiples.

11 **Reservado para aplicaciones futuras**

12 **Dispositivo de exceso de velocidad**, es normalmente un interruptor de velocidad de conexión directa que actúa cuando la máquina embala.

13 **Dispositivo de velocidad síncrona**, es el que funciona con aproximadamente la velocidad normal de una máquina, tal como un conmutador de velocidad centrífuga, relés de frecuencia de deslizamiento, relé de tensión, relé de intensidad mínima o cualquier tipo de dispositivo similar.

14 **Dispositivo de falta de velocidad**, es el que actúa cuando la velocidad de la máquina desciende por debajo de un valor predeterminado.

15 **Dispositivo regulador de velocidad o frecuencia**, de una máquina o sistema a un cierto valor o bien entre ciertos límites.

16 **Reservado para aplicaciones futuras**

17 **Conmutador para puentear el campo serie**, sirve para abrir y cerrar un circuito en shunt entre los extremos de cualquier pieza o aparato (excepto una resistencia) tal como el campo de una máquina un condensador o una reactancia.

Nota. Eso incluye los dispositivos que realizan las funciones de shunt necesarias para arrancar una máquina por los dispositivos 6 ó 42, su equivalente, y también excluye la función del dispositivo 73 que sirve para la operación de las resistencias.

18 **Dispositivo de aceleración o declaración**, es el que se utiliza para cerrar o hacer cerrar los circuitos que sirven para aumentar o disminuir la velocidad de una máquina.

19 **Contactos de transición de arranque a marcha normal**. Su función es hacer las transferencias de las conexiones de alimentación de arranque a las

de marcha normal de la máquina.

20 **Válvula maniobrada eléctricamente**, es una válvula accionada por solenoide o motor, que se utiliza en circuitos de vacío, aire, gas, aceite, agua o similares.

21 **Relé de distancia**, es el que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito disminuyen o aumentan a unos límites preestablecidos.

22 **Interruptor igualador**, sirve para conectar y desconectar las conexiones para actualización de intensidad para los reguladores del campo de la máquina o de la tensión de la máquina, en una instalación de unidades múltiples.

23 **Dispositivo regulador de temperatura**, es el que funciona para mantener la temperatura de la máquina u otros aparatos dentro de ciertos límites.
Nota. Un ejemplo es un termostato que enciende un calentador en un elemento de aparellaje, cuando la temperatura desciende a un valor deseado que es distinto de un dispositivo usado para proporcionar regulación de temperatura automática entre límites próximos, y que sería designado como 90T.

24 **Sobre excitación.** Un relé que funciona cuando la relación V/Hz (tensión/frecuencia) excede un valor preajustado. El relé puede tener una característica temporizada o instantánea.

25 **Dispositivo de sincronización o puesta en paralelo**, es el que funciona cuando dos circuitos de alterna están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase, lo cual permite o causa la puesta en paralelo de estos circuitos.

26 **Dispositivo térmico**, es el que funciona cuando la temperatura del campo en shunt, o el bobinado amortiguador de una máquina, o el de una resistencia de limitación de carga o de cambio de carga, o de un líquido u otro medio, excede de un valor determinado con anterioridad. Si la temperatura del aparato protegido, tal como un rectificador de energía, o de cualquier otro medio, es inferior a un valor fijado con antelación.

27 **Relé de mínima tensión**, es el que funciona al descender la tensión de un

valor predeterminado.

28 **Detector de llama**, su función es detectar la existencia de llama en el piloto o quemador principal, por ejemplo de una caldera o una turbina de gas.

29 **Contactador de aislamiento**, es el que se utiliza con el propósito especial de desconectar un circuito de otro, por razones de maniobra de emergencia, conservación o prueba.

30 **Relé anunciador**, es un dispositivo de reposición no automática que da un número de indicaciones visuales independientes al accionar el dispositivo de protección y además también puede estar dispuesto para efectuar una función de enclavamiento.

31 **Dispositivo de excitación separada**, es el que conecta un circuito, tal como el campo shunt de una conmutatriz, a la fuente de excitación separada durante el proceso de arranque, o bien se utiliza para energizar la excitación y el circuito de encendido de un rectificador.

32 **Relé direccional de potencia**, es el que funciona sobre un valor deseado de potencia en una dirección dada o sobre la inversión de potencia como por ejemplo, la resultante del retroceso del arco en los circuitos de ánodo o cátodo de un rectificador de potencia.

33 **Conmutador de posición**, es el que hace o abre contacto cuando el dispositivo principal o parte del aparato, que no tiene un número funcional de dispositivo, alcanza una posición dada.

34 **Conmutador de secuencia movido a motor**, es un conmutador de contactos múltiples el cual fija la secuencia de operación de los dispositivos principales durante el arranque y la parada, o durante otras operaciones que requieran una secuencia.

35 **Dispositivo de cortocircuito de las escobillas o anillos rozantes**, es para elevar, bajar o desviar las escobillas de una máquina, o para cortocircuitar los anillos rozantes.

36 **Dispositivo de polaridad**, es el que acciona o permite accionar a otros dispositivos con una polaridad solamente.

37 **Relé de baja intensidad o baja potencia**, es el que funciona cuando la intensidad o la potencia caen por debajo de un valor predeterminado.

38 **Dispositivo térmico de cojinetes**, es el que funciona con temperatura

excesiva de los cojinetes.

39 **Detector de condiciones mecánicas**, es el que tiene por cometido funcionar en situaciones mecánicas anormales (excepto las que suceden a los cojinetes de una máquina, tal y como se escoge en la función 38), tales como vibración excesiva, excentricidad, entre otros.

40 **Relé de campo /pérdida de excitación**, es el que funciona por un valor dado, anormalmente bajo, por fallo de la intensidad de campo de la máquina, o por un valor excesivo del valor de la componente reactiva de la corriente de armadura en una máquina de c.a. que indica excitación del campo anormalmente baja.

41 **Interruptor de campo**, es un dispositivo que funciona para aplicar o quitar la excitación de campo de una máquina.

42 **Interruptor de marcha**, es un dispositivo cuya función principal es la de conectar la máquina a su fuente de tensión de funcionamiento en marcha, después de haber sido llevada hasta la velocidad deseada desde la conexión de arranque.

43 **Dispositivo de transferencia**, es un dispositivo accionado a mano, que efectúa la transferencia de los circuitos de control para modificar el proceso de operación del equipo de conexión de los circuitos o de algunos de los dispositivos.

44 **Relé de secuencia de arranque del grupo**, es el que funciona para arrancar la unidad próxima disponible en un equipo de unidades múltiples cuando falta o no está disponible la unidad que normalmente precede.

45 **Detector de condiciones atmosféricas**. Funciona ante condiciones atmosféricas anormales, como humos peligrosos, gases explosivos, fuego, entre otros.

46 **Relé de intensidad para equilibrio o inversión de fases**, es un relé que funciona cuando las intensidades polifásicas están en secuencia inversa o desequilibrada o contienen componentes de secuencia negativa.

47 **Relé de tensión para secuencia de fase**, es el que funciona con un valor dado de tensión polifásica de la secuencia de fase deseada.

- 48 **Relé de secuencia incompleta**, es el que vuelve al equipo a la posición normal o “desconectado” y lo enclava si la secuencia normal de arranque, funcionamiento o parada no se completa debidamente dentro de un intervalo predeterminado.
- 49 **Relé térmico para máquina, aparato o transformador**, es el que funciona cuando la temperatura de la máquina, aparato o transformador excede de un valor fijado.
- 50 **Relé instantáneo de sobre intensidad o de velocidad de aumento de intensidad**, es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de intensidad o con un valor excesivo de velocidad de aumento de la intensidad, indicando avería en el aparato o circuito que protege.
- 51 **Relé de temporizado de sobreintensidad de c.a.**, es un relé con una característica de tiempo inverso o definida que funciona cuando la intensidad de un circuito de c.a. sobrepasa un valor dado.
- 52 **Interruptor de c.a.** es el que se usa para cerrar e interrumpir un circuito de potencia de c.a. bajo condiciones normales, o para interrumpir este circuito bajo condiciones de falta de emergencia.
- 53 **Relé de la excitatriz o del generador de c.c.** es el que fuerza un campo de la máquina de c.c. durante el arranque o funciona cuando la tensión de la máquina ha llegado a un valor dado.
- 54 **Reservado para aplicaciones futuras.**
- 55 **Relé de factor de potencia**, es el que funciona cuando el factor de potencia de un circuito de c.a. no llega o sobrepasa un valor dado.
- 56 **Relé de aplicación de campo**, es el que se utiliza para controlar automáticamente la aplicación de la excitación de campo de un motor de c.a. en un punto determinado en el ciclo de deslizamiento.
- 57 **Dispositivo de cortocircuito o de puesta a tierra**, es el que opera por potencia o por energía almacenada y que funciona para cortocircuitar o poner a tierra un circuito, en respuesta a medios automáticos o manuales.
- 58 **Relé de fallo de rectificador de potencia**, es el que funciona debido al fallo de uno o más de los ánodos del rectificador de potencia, o por el fallo de un diodo por no conducir o bloquear adecuadamente.

- 59 **Relé de sobretensión**, es el que funciona con un valor dado de sobretensión.
- 60 **Relé de equilibrio de tensión**, es el que opera con una diferencia de tensión entre dos circuitos.
- 61 **Reservado para aplicaciones futuras.**
- 62 **Relé de parada o apertura con demora de tiempo**, es el que se utiliza en unión con el dispositivo que inicia la parada total o la indicación de parada o apertura en una secuencia automática.
- 63 **Relé de presión de gas, líquido o vacío**, es el que funciona con un valor dado de presión del líquido o gas, para una determinada velocidad de variación de la presión.
- 64 **Relé de protección de tierra**, es el que funciona con el fallo a tierra del aislamiento de una máquina, transformador u otros aparatos, o por contorneamiento de arco a tierra de una máquina de c.c.
Nota: Esta función se aplica sólo a un relé que detecta el paso de corriente desde el armazón de una máquina, caja protectora o estructura de una pieza de aparatos, a tierra, o detecta una tierra en un bobinado o circuito normalmente no puesto a tierra. No se aplica a un dispositivo conectado en el circuito secundario o en el neutro secundario de un transformador o transformadores de intensidad, conectados en el circuito de potencia de un sistema puesto normalmente a tierra.
- 65 **Regulador mecánico**, es el equipo que controla la apertura de la compuerta o válvula de la máquina motora, para arrancarla, mantener su velocidad o detenerla.
- 66 **Relé de pasos**, es el que funciona para permitir un número especificado de operaciones de un dispositivo dado o equipo, o bien, un número especificado de operaciones sucesivas con un intervalo dado de tiempo entre cada una de ellas. También se utiliza para permitir el energizado periódico de un circuito, y la aceleración gradual de una máquina.
- 67 **Relé direccional de sobreintensidad de c.a.** es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobreintensidad de c.a. en una dirección dada.
- 68 **Relé de bloqueo**, es el que inicia una señal piloto para bloquear o disparar en faltas externas en una línea de transmisión o en otros aparatos bajo condiciones dadas, coopera con otros dispositivos a bloquear el disparo o a

bloquear el reenganche con una condición de pérdida de sincronismo o en oscilaciones de potencia.

69 **Dispositivo de supervisión y control**, es generalmente un interruptor auxiliar de dos posiciones accionado a mano, el cual permite una posición de cierre de un interruptor o la puesta en servicio de un equipo y en la otra posición impide el accionamiento del interruptor o del equipo.

70 **Reóstato**, es el que se utiliza para variar la resistencia de un circuito en respuesta a algún método de control eléctrico, que, o bien es accionado eléctricamente, o tiene otros accesorios eléctricos como contactos auxiliares de posición o limitación.

71 **Relé de nivel líquido o gaseoso**. Este relé funciona para valores dados de nivel de líquidos o gases, o para determinadas velocidades de variación de estos parámetros.

72 **Interruptor de c.c.** es el que se utiliza para cerrar o interrumpir el circuito de alimentación de c.c. bajo condiciones normales o para interrumpir este circuito bajo condiciones de emergencia.

73 **Contactor de resistencia de carga**, es el que se utiliza para puentear o meter en circuito un punto de la resistencia limitadora, de cambio o indicadora, o bien para activar un calentador, una luz, o una resistencia de carga de un rectificador de potencia u otra máquina.

74 **Relé de alarma**, es cualquier otro relé diferente al anunciador comprendido bajo el dispositivo 30 que se utiliza para accionar u operar en unión de una alarma visible o audible.

75 **Mecanismo de cambio de posición**, se utiliza para cambiar un interruptor desconectable en unidad entre las posiciones de conectado, desconectado y prueba.

76 **Relé de sobreintensidad de c.c.** es el que funciona cuando la intensidad en un circuito de c.c. sobrepasa un valor dado.

77 **Transmisor de impulsos**, es el que se utiliza para generar o transmitir impulsos, a través de un circuito de telemedida o hilos pilotos, a un dispositivo de indicación o recepción de distancia.

78 **Relé de medida de ángulo de fase o de protección de salida de paralelo**, es el que funciona con un valor determinado de ángulo de desfase entre dos

tensiones o dos intensidades, o entre tensión e intensidad.

79 **Relé de reenganche de c.a.** es el que controla el reenganche enclavamiento de un interruptor de c.a.

80 **Relé de flujo líquido o gaseoso**, actúa para valores dados de la magnitud del flujo o para determinadas velocidades de variación de éste.

81 **Relé de frecuencia**, es el que funciona con un valor dado de la frecuencia o por la velocidad de variación de la frecuencia.

82 **Relé de reenganche de c.c.** es el que controla el cierre y reenganche de un interruptor de c.c. generalmente respondiendo a las condiciones de la carga del circuito.

83 **Relé de selección o transferencia del control automático**, es el que funciona para elegir automáticamente entre ciertas fuentes de alimentación o condiciones en un equipo, o efectúa automáticamente una operación de transferencia.

84 **Mecanismo de accionamiento**, es el mecanismo eléctrico completo, o servomecanismo, incluyendo el motor de operación, solenoides, auxiliares de posición, entre otros, para un cambiador de tomas, regulador de inducción o cualquier pieza de un aparato que no tenga número de función.

85 **Relé receptor de ondas portadoras o hilo piloto**, es el que es accionado o frenado por una señal y se usa en combinación con una protección direccional que funciona con equipos de transmisión de onda portadora o hilos piloto de c.c.

86 **Relé de enclavamiento**, es un relé accionado eléctricamente con reposición a mando o eléctrica, que funciona para parar y mantener un equipo fuera de servicio cuando concurren condiciones anormales.

87 **Relé de protección diferencial**, es el que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades o algunas otras cantidades eléctricas.

88 **Motor o grupo motor generador auxiliar**, es el que se utiliza para accionar equipos auxiliares, tales como bombas, ventiladores, excitatrices, entre otros.

89 **Desconectador de línea**, es el que se utiliza como un desconectador de

desconexión o aislamiento en un circuito de potencia de c.a. o c.c. cuando este dispositivo se acciona eléctricamente o bien tiene accesorios eléctricos, tales como interruptores auxiliares, enclavamiento electromagnético, entre otros.

90 **Dispositivo de regulación**, es el que funciona para regular una cantidad, tal como la tensión, intensidad, potencia, velocidad, frecuencia, temperatura y carga a un valor dado, o bien ciertos límites para las máquinas, líneas de unión u otros aparatos.

91 **Relé direccional de tensión**, es el que funciona cuando la tensión entre los extremos de un interruptor o contactor abierto sobrepasa de un valor dado en una dirección dada.

92 **Relé direccional de tensión y potencia**, es un relé que permite y ocasiona la conexión de dos circuitos cuando la diferencia de tensión entre ellos excede de un valor dado en una dirección determinada y da lugar a que estos dos circuitos sean desconectados uno del otro cuando la potencia circulante entre ellos excede de un valor dado en la dirección opuesta.

93 **Contactador de cambio de campo**, es el que funciona para cambiar el valor de la excitación de la máquina.

94 **Relé de disparo o disparo libre**, es el que funciona para disparar o permitir disparar un interruptor, contactor o equipo, o evitar un reenganche inmediato de un interruptor en el caso que abra por sobrecarga, aunque el circuito inicial de mando de cierre sea mantenido.

95 **Reservado para aplicaciones especiales**

96 **Reservado para aplicaciones especiales**

97 **Reservado para aplicaciones especiales**

98 **Reservado para aplicaciones especiales**

99 **Reservado para aplicaciones especiales**

Simbología típica

	Protección de máximo de corriente (50/51)
	Protección direccional de corriente (87)
	Protección de máximo de corriente homopolar (50N/51N)
	Protección direccional de tierra (67N)

	Protección de máximo de componente inversa / desequilibrio (46)
	Protección de imagen térmica (49)
	Protección diferencial (87)
	Protección diferencial de tierra (87G)
	Protección de mínima de tensión (27)
	Protección de máxima y mínima frecuencia (81)
	Protección de máxima tensión (59)
	Protección contra retorno de potencia activa (32P)
	Protección contra retorno de potencia reactiva o desexcitación (32Q / 40)
	Protección de máxima tensión homopolar (59N)
	Rele Buchholz (63/71)

Tabla A.34. Códigos ANSI de dispositivos para sistemas eléctricos de potencia.

**Anexo 12. Protecciones de transformadores según ITC - RAT –
09 (2014)**



En este anexo se indican los distintos criterios de protección de transformadores y autotransformadores de centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, según la ITC – RAT – 09 de 2014.

Transformadores AT/BT

Los transformadores AT/BT deberán protegerse contra sobreintensidades de acuerdo con los criterios siguientes:

- a) Los transformadores que dispongan de un sistema de monitorización de la evolución de las cargas en tiempo real, no necesitarán protección contra estas sobreintensidades. En los demás casos, se protegerán contra sobrecargas por medio de interruptores accionados por relés de sobreintensidad, o dispositivos térmicos que detecten la temperatura del devanado o del medio refrigerante.
- b) Todos los transformadores AT/BT estarán protegidos contra los cortocircuitos de origen externo en el lado de salida. Contra los cortocircuitos internos habrá siempre una protección adecuada en el circuito de alimentación. La protección contra cortocircuitos de transformadores de potencia superior a 1000 kVA se realizará siempre con interruptor automático.
- c) Cuando los transformadores sean maniobrados frecuentemente en vacío (más de tres veces al mes), por ejemplo en instalaciones fotovoltaicas que se desconectan periódicamente, se instalarán protecciones contra las sobretensiones de maniobra que se puedan producir por la interrupción de la corriente magnetizante del propio transformador, salvo que dispongan de un sistema de monitorización o de control de las sobretensiones de maniobra que garantice la integridad del aislamiento.

Transformadores y autotransformadores de potencia de relación de transformación de AT / AT

Estos transformadores estarán equipados con protección contra sobreintensidades de cualquier tipo, situadas en el lado que más convenga.

Para cualquier potencia, los transformadores y autotransformadores, estarán provistos de dispositivos térmicos que detecten la temperatura de los devanados o del medio refrigerante y de dispositivos liberadores de presión que evacúen los gases del interior de la cuba en caso de arco interno. Para potencia superior a 2,5 MVA en el transformador o igual o superior a 4 MVA en el autotransformador, estarán dotados de un relé que detecte el desprendimiento de gases en el líquido refrigerante.

Para potencias superiores a 10 MVA los transformadores deberán estar provistos de relé de protección diferencial o de cuba que provoque la apertura de los interruptores de todos los devanados simultáneamente. El relé dispondrá de un rearme manual que impida el cierre de los interruptores después de la actuación de éste, a fin de comprobar la gravedad de la avería antes de rearmar el relé.



Figura A.134. Transformador de potencia. Fuente: Blutrafos.

Elementos de protección

Los transformadores se protegerán contra sobreintensidades de alguna de las siguientes maneras:

- De forma individual con los elementos de protección situados junto al transformador que protegen, o dentro del mismo.
- De forma individual con los elementos de protección situados en la salida de la línea en la subestación que alimenta al transformador en un punto adecuado de la derivación, siempre que esta línea o derivación alimente un sólo transformador. A los efectos de los párrafos anteriores a) y b) se considera que la conexión en paralelo de varios transformadores trifásicos o la conexión de tres monofásicos para un banco trifásico, constituye un solo transformador.
- De forma agrupada cuando se trate de centros de transformación de distribución pública colocándose los elementos de protección en la salida de la línea en la subestación de alimentación o en un punto adecuado de la red. En este caso c), se garantizará la protección de cualquiera de los transformadores para un cortocircuito trifásico en sus bornes de baja tensión, el número de transformadores

en cada grupo no será superior a ocho, la suma de las potencias nominales de todos los transformadores del grupo no será superior a 800 kVA y la distancia máxima entre cualquiera de los transformadores y el punto donde este situado el elemento de protección será de 4 km como máximo. En el caso de que se prevean sobrecargas deberá protegerse cada transformador individualmente en BT. La potencia máxima unitaria será de 250 kVA.

Sabías que:

Los transformadores de medida y protección de alta tensión, tanto de intensidad como de tensión deben tener un punto de su circuito secundario puesto a tierra. De esta forma, en caso de defecto del aislamiento entre el primario y secundario se provocaría un cortocircuito a tierra que haría actuar las protecciones del lado de alta tensión, limitando, al mismo tiempo, las posibles tensiones de contacto, dependiendo de las características del sistema de puesta a tierra.

Anexo 13. Figuras y esquemas complementarios





Figura A.135. Interruptores de tanque muerto.



Figura A.136. Disyuntos seccionador.



Figura A.137. Sensores montados sobre interruptor para medir corrientes de línea.

Fuente: Southern States. Fuente: ABB.



Figura A.138. Interruptores automáticos de gran volumen de aceite.



Figura A.139. Interruptor autoneumático de interior.
Fuente: Isodel.



Figura A.140. Interruptores automáticos de pequeño volumen de aceite de interior.
Fuente: Isodel.



Figura A.141. Interruptor automático de aire comprimido.
Fuente: Crenergia.



Figura A.142. Disyuntor de vacío de interior.
Fuente: Chint.



Figura A.143. Interruptor automático de SF6 de interior. Fuente: Sarel.



Figura A.144. Interruptores automáticos de SF6 de tanque vivo. Fuente: Arteche.



Figura A.145. Interruptor de SF6 de tanque vivo, monopolar, accionado por resorte y con cámara de autocompresión.



Figura A.146. Interruptor de SF6 protector de los capacitores. Fuente: Southern States.



Figura A.147. Interruptor monopolar de tanque muerto.



Figura A.148. Interruptor automático de tanque muerto. Fuente: ABB.

1. Conector
2. Aislador con recubrimiento siliconado
3. Aislador polimérico
4. Transformador de corriente
5. Sensor de tensión con acoplamiento capacitivo
6. Tanque
7. Actuador magnético
8. Resorte de apertura
9. Contactos auxiliares
10. Varilla de transmisión aislada
11. Contenedor de policarbonato
12. Interruptor de vacío
13. Respirador cerámico
14. Dispositivo de apertura mecánica

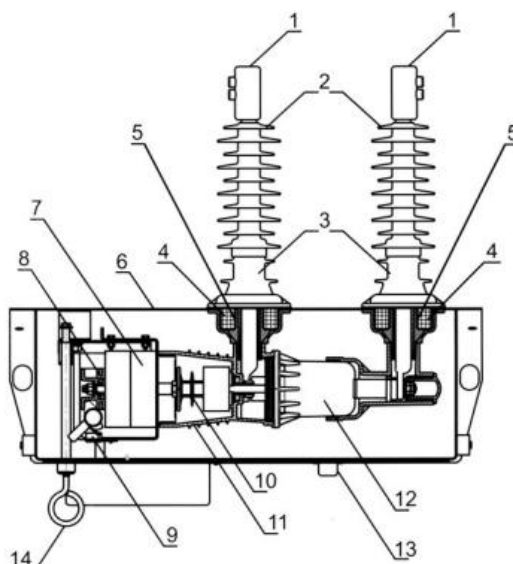


Figura A.149. Partes características de un reconectador de vacío. Fuente: Noja Power.



Figura A.150. Reconector con aislamiento en gas (SF6) e interruptor de vacío. Fuente: Hawker Siddeley.



Figura A.151. Reconectores de una subestación.

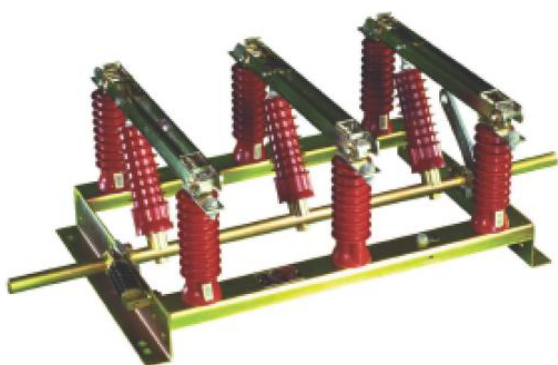


Figura A.152. Seccionador tripolar deslizante de interior. Fuente: Inael.



Figura A.153. Seccionador con la cuchilla en la parte inferior.



Figura A.154. Seccionador en V con dos columnas giratorias. Fuente: Alstom.



Figura A.155. Seccionadores en V. Fuente: Syse.



Figura A.156. Seccionador tripolar de dos columnas giratorias por polo.
Fuente: Alstom.

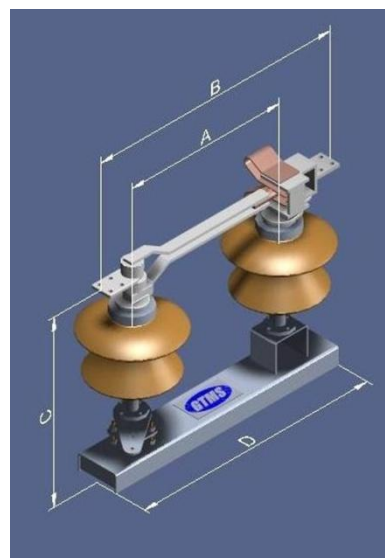


Figura A. 157. Seccionador giratorio de apertura lateral. Fuente: Gtms.



Figura A. 158. Contacto de dilatación. Fuente: Arruti.



Figura A.159. Seccionador semipantógrafo
Fuente: Alstom.



Figura A.160. Caja de contactos de un seccionador. Figura A.161. Seccionador de puesta a tierra. Fuente: Electrotaz.



Figura A.162. Seccionador de puesta a tierra al lado de un transformador de central eléctrica



Figura A.163. Interruptor seccionador tripolar de apertura vertical con cámara cerrada de ruptura de arco. Fuente: Electrotaz.

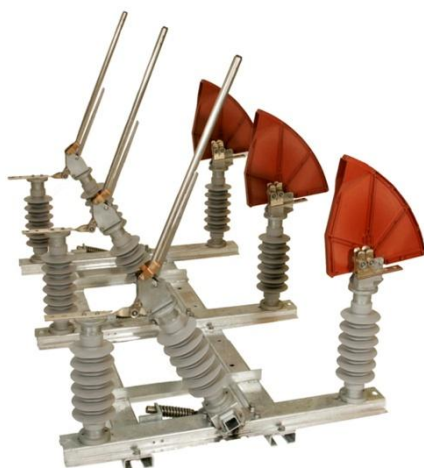


Figura A.164. Interruptor seccionador basculante. Fuente: Mesa.



Figura A.165. Interruptor seccionador con fusibles. Fuente: Driescher.



Figura A.166. Fusibles de potencia. Fuente: Southern States.



Figura A. 167. Contadores de corrientes de fuga y descargas de autoválvulas.

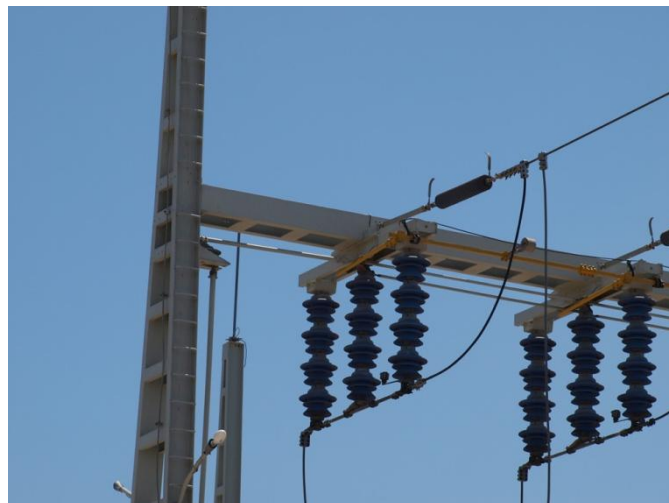
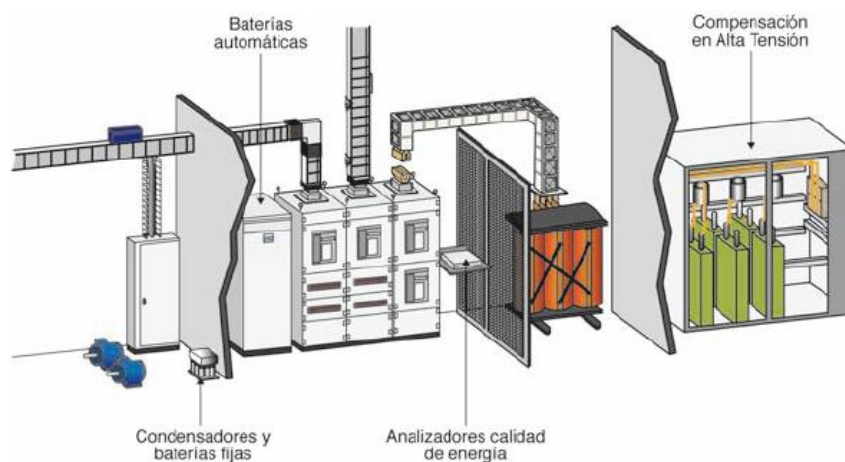


Figura A.168. Aislador de subestación.

Figura A.169. Conjunto de aisladores de subestación.



Figura A.170. Cadena de aisladores de amarre con raqueta de tipo anillo.



En la mayoría de las instalaciones eléctricas se tiene que corregir el factor de potencia debido al exceso de inductancia. Por eso se suele compensar (disminuir) esa inductancia incorporando capacitancia (condensadores).

Figura A.171. Compensación de energía reactiva. Fuente: Legrand.



Figura A.172. Banco de capacitores monofásicos.



Figura A.173. Instalación de condensadores en una subestación.

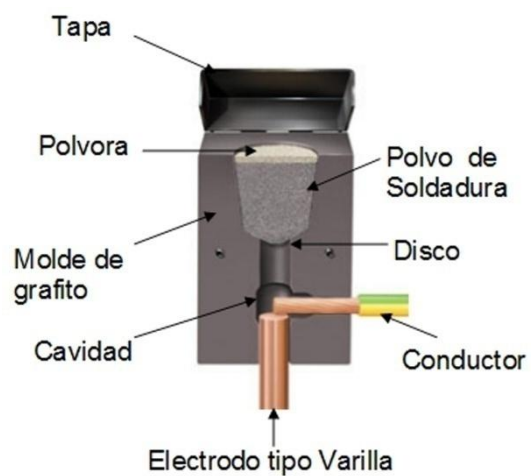


Figura A.174. Molde para soldadura exotérmica.
Fuente: Moldes de grafito.



Figura A.175. Puesta a tierra en la valla de una subestación.



Figura A. 176. Puntas Franklin en columnas auxiliar de tipo seco en columnas metálicas de una subestación.



Figura A.177.Transformador.

Cañón de espuma



Figura A.178. Protección contra incendios de un transformador con un cañón de espuma.



Figura A.179. Alumbrado exterior de una subestación.



Figura A.180. Grupo electrógeno. Fuente: Gesan.

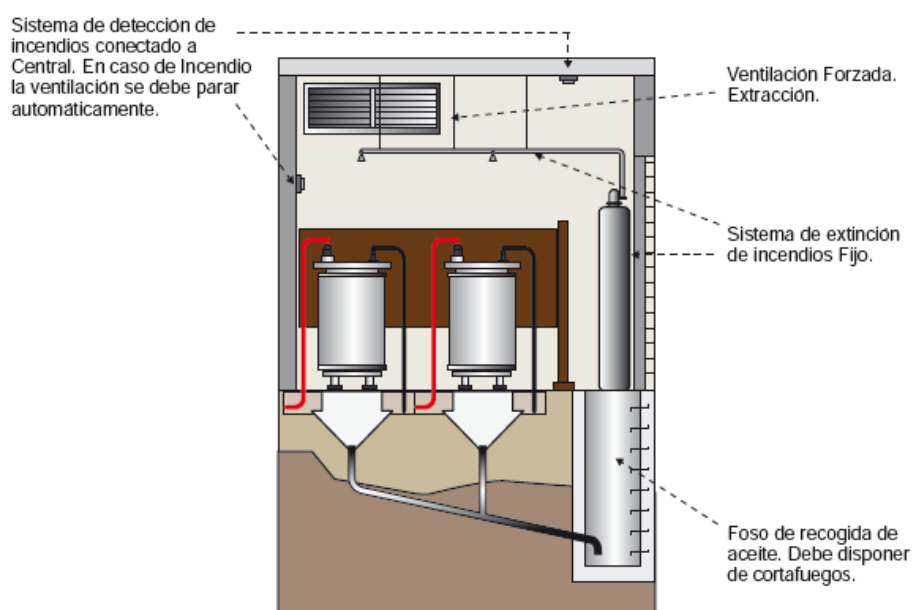


Figura A.181. Sistema activo de protección contra incendios de un transformador.

Fuente: Schneider Electric.

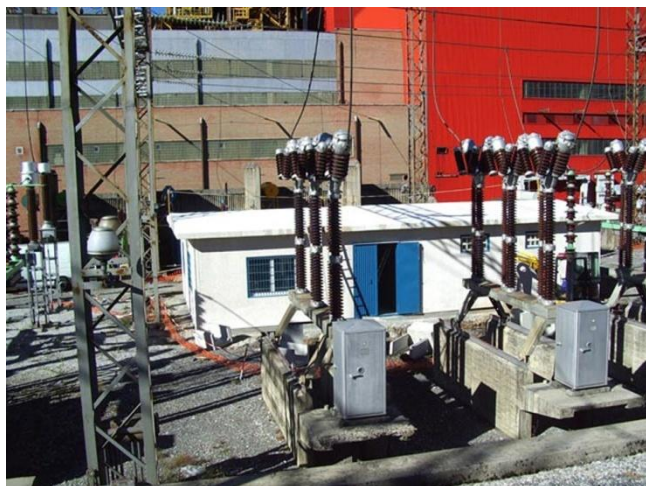


Figura A.182. Edificio de control de una subestación. Fuente: Aplihorsa.



Figura A.183. Caseta de comunicaciones de una subestación.



Figura A.184. Celdas modulares aisladas en SF6. Fuente: Ormazabal.



Figura A.185. Celda compacta. Fuente: Ormazabal.

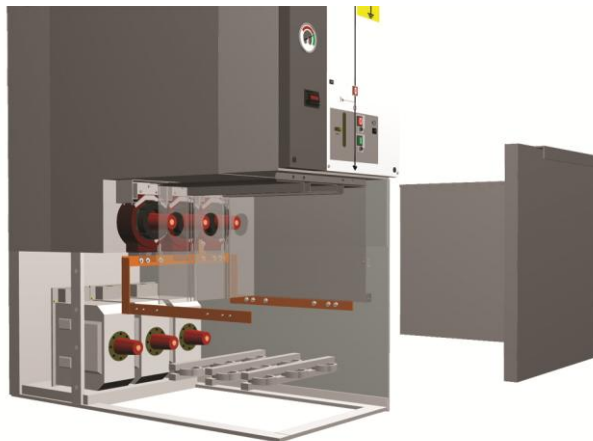


Figura A.186. Compartimento de cables de una celda con TT y TI. Fuente: Ormazabal.

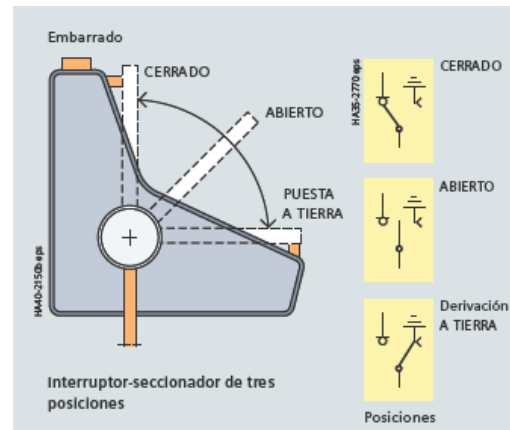


Figura A.187. Interruptor seccionador de tres posiciones. Fuente: Siemens.

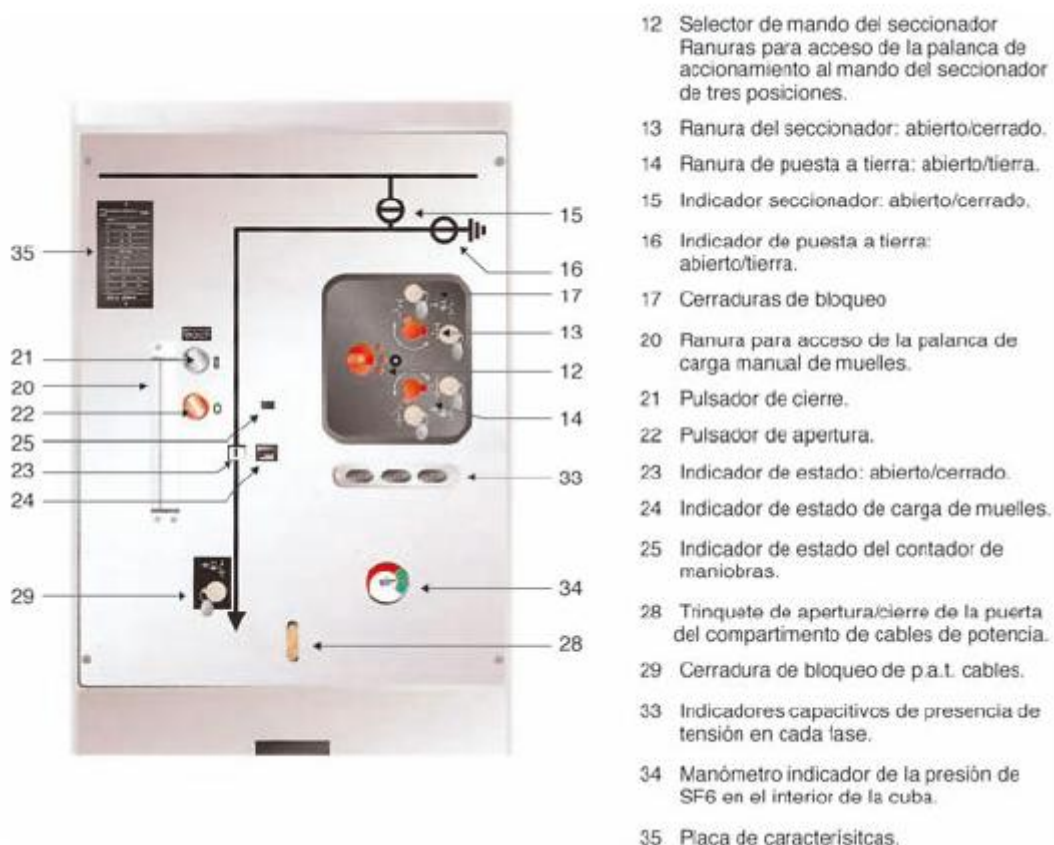
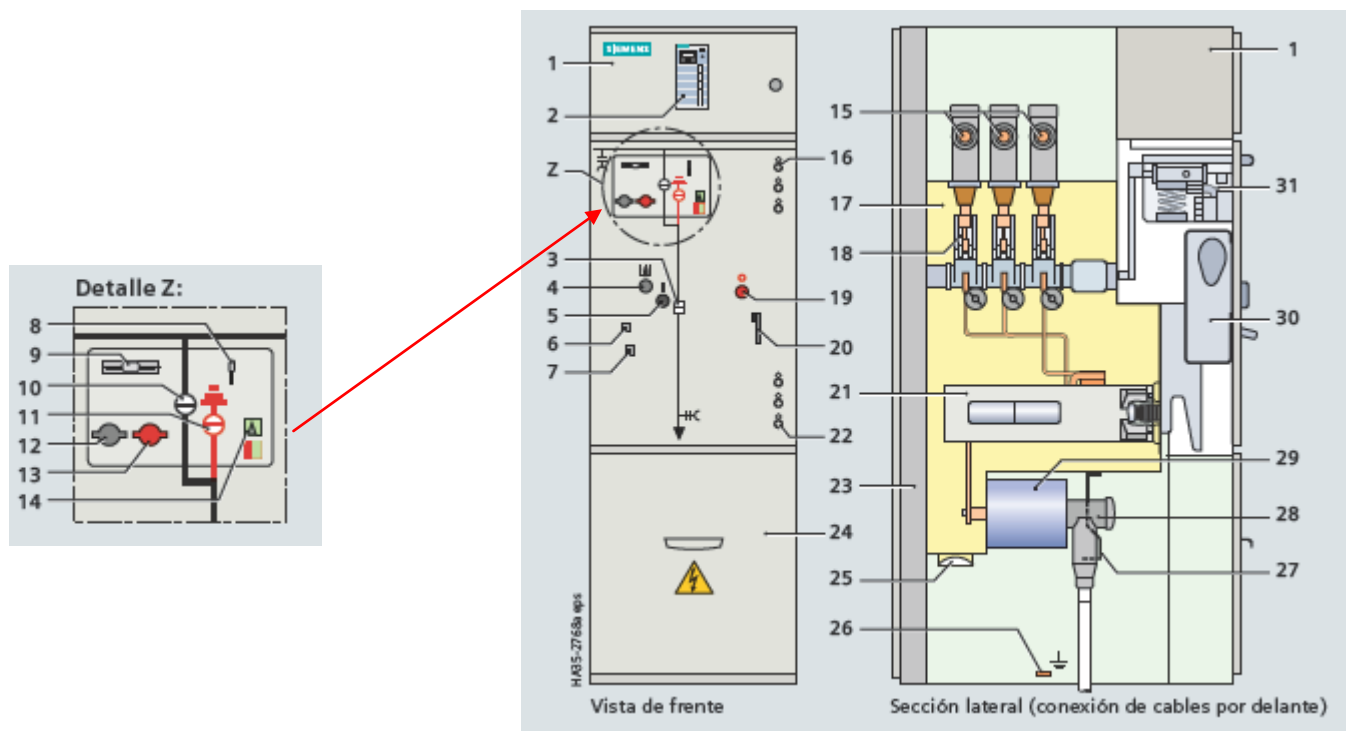


Figura A.188. Esquema sinóptico de una celda blindada. Fuente: Mesa.



1 = Compartimento de baja tensión.

2 = Relé de protección multifuncional.

3 = Indicador de posición del interruptor de potencia.

4 = Abertura de mando para tensar los resortes del interruptor de potencia.

5 = Pulsador de cierre del interruptor de potencia.

6 = Indicador de resorte tensado.

7 = Contador de ciclos de maniobra del interruptor de potencia.

8 = Palanca de interrogación.

9 = Corredora de preselección y dispositivo de inmovilización para las funciones de “seccionamiento/puesta a tierra” del interruptor de tres posiciones.

10 = Indicador de posición para la función de “seccionamiento” del interruptor de tres posiciones.

11 = Indicador de posición para la función de “puesta a tierra preparada” del interruptor de tres posiciones.

12 = Abertura de mando para la función de “seccionamiento” del interruptor de tres posiciones.

13 = Abertura de mando para la función de “puesta a tierra preparada” del interruptor de tres posiciones.

14 = Indicador de disposición de servicio.

15 = Embarrado unipolar, totalmente aislado, enchufable, puesto a tierra en la parte exterior.

16 = Sistema detector de tensión capacitivo en el embarrado.

17 = Cuba de la celda soldada herméticamente, llena de gas (SF6).

18 = Seccionador de tres posiciones.

19 = Pulsador de apertura del interruptor de potencia.

20 = Dispositivo de inmovilización para la derivación (adecuado para bloquear con un candado).

21 = Interruptor de potencia con tubos de maniobra al vacío.

22 = Sistema detector de tensión capacitivo en la conexión de cables.

23 = Canal de alivio de presión.

24 = Compartimento de cables.

25 = Alivio de presión (disco de ruptura).

26 = Embarrado de puesta a tierra con conexión de puesta a tierra.

27 = Chapas guía en la conexión de cables.

28 = Conexión de cables con conector de cables en T.

29 = Transformador de corriente de la derivación.

30 = Mecanismo de funcionamiento para el interruptor de potencia.

31 = mecanismo de funcionamiento para el interruptor de tres posiciones.

Sabías que:

Una celda puede estar aislada en gas (SF6) y el interruptor de potencia maniobrar al vacío.

Figura A.189. Celdas fijas con interruptor de potencia, aisladas en gas. Fuente: Siemens.



Figura A.190. Conductores de aluminio en una subestación eléctrica.

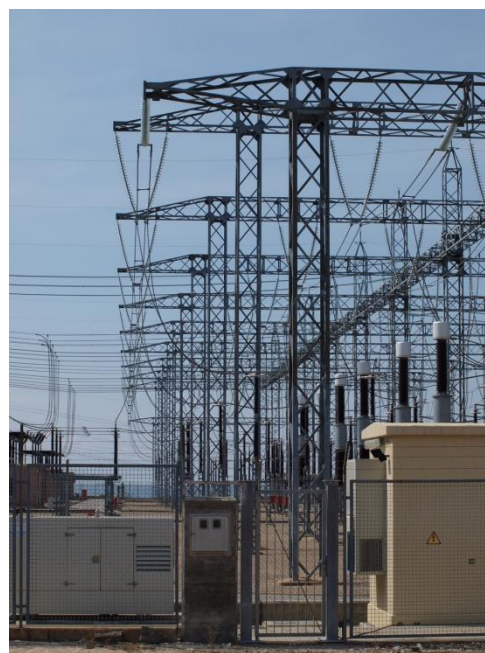


Figura A.191. Subestación GIS. Fuente: ABB.



Figura A.192. Cable de 63 kV de 1 x 1.200 mm^2 .

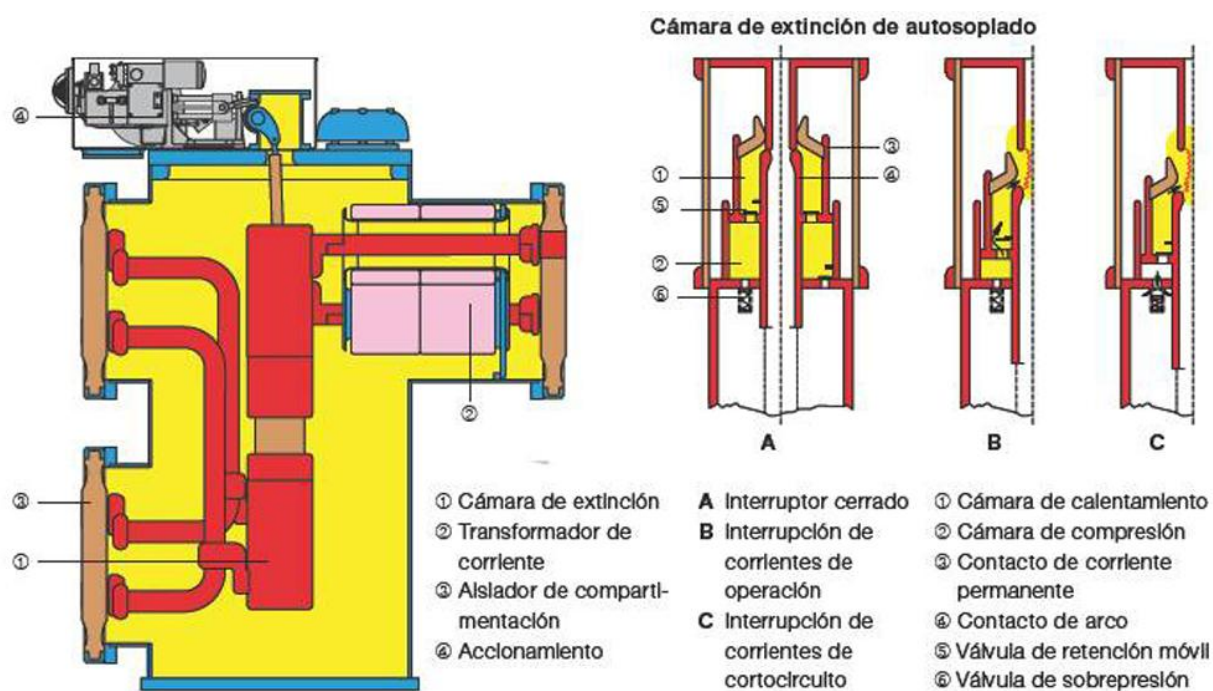


Figura A.193. Interruptor de potencia (GIS). Fuente: ABB

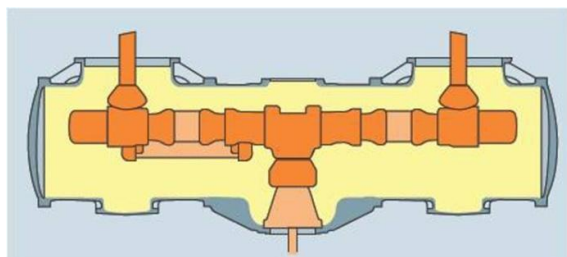


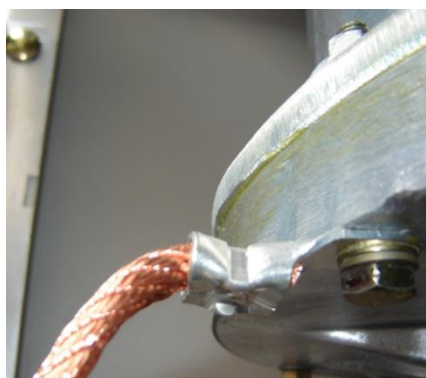
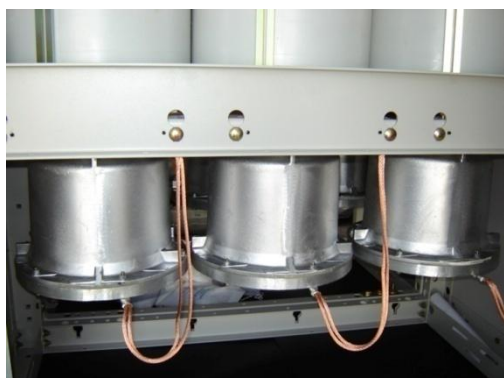
Figura A. 194. Interruptor de potencia de tipo horizontal de una subestación GIS.

Fuente: Siemens.



Figura A.195. Conjunto de interruptor de potencia en instalación GIS. Fuente:

Ingelmec.



Los latiguillos de cobre son para dar tierra a las tapas ya que no es viable dársela con pletina de cobre. Esta tierra se les da a las tapas ya que al llevar junta, para evitar pérdidas.

Figura A.196. Latiguillos de cobre para poner a tierra un equipo GIS (interruptor de potencia).

Fuente: Ingelmec.

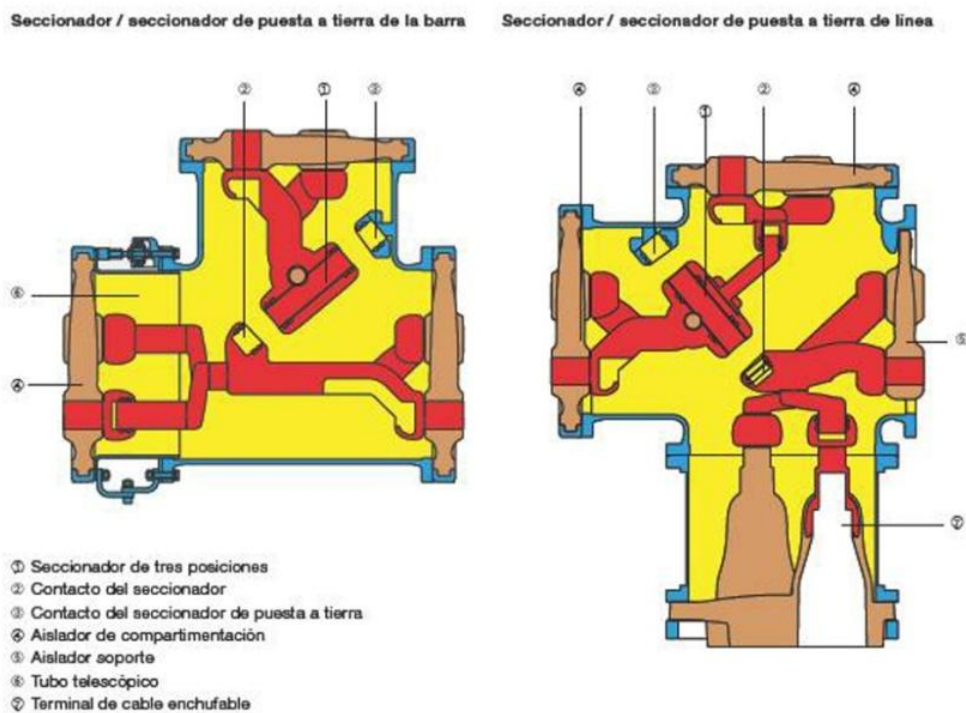


Figura A.197. Seccionador/seccionador de puesta a tierra combinado. Fuente: ABB.

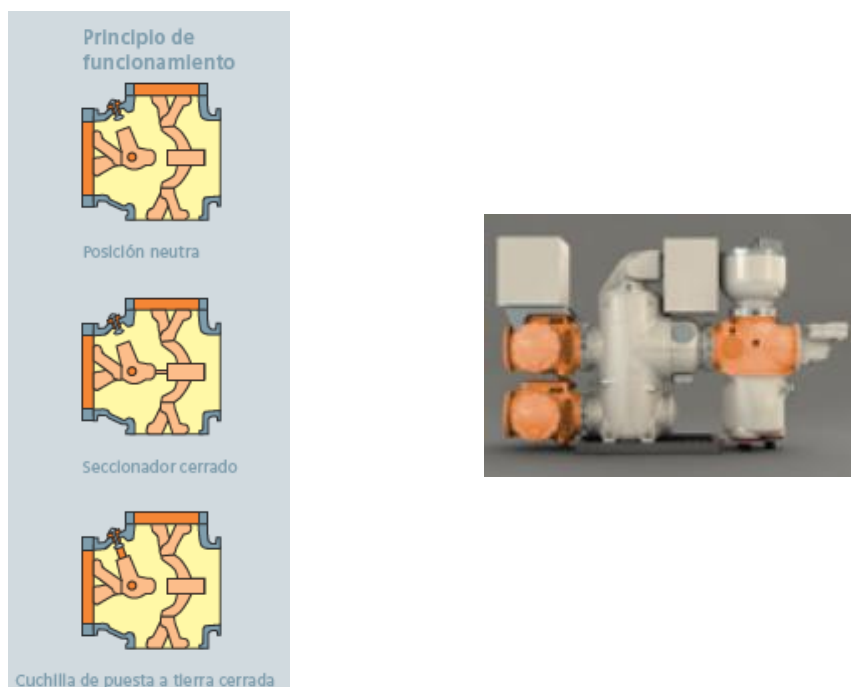


Figura A.198. Seccionador GIS de tres posiciones. Fuente: Siemens.

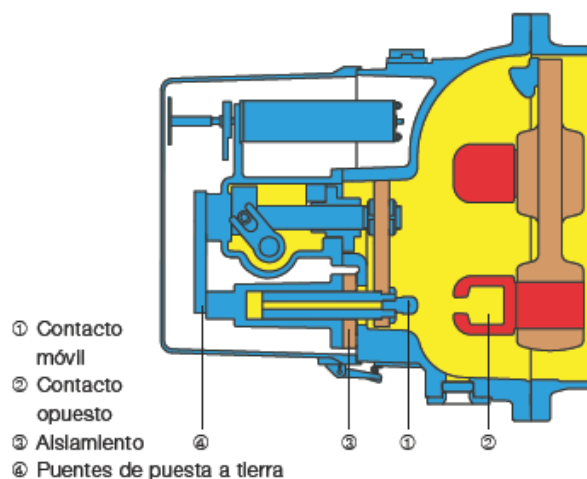


Figura A.199. Seccionador de puesta a tierra (GIS).

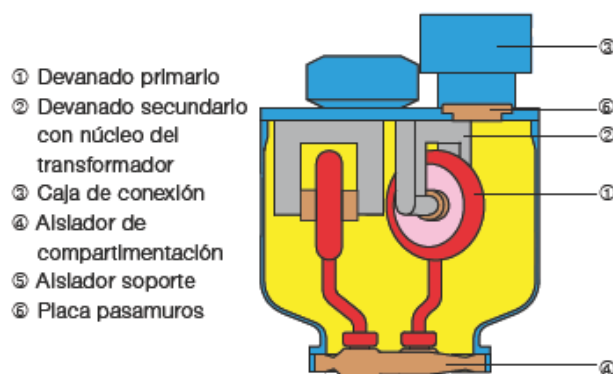


Figura A.200. Trafo de tensión GIS.

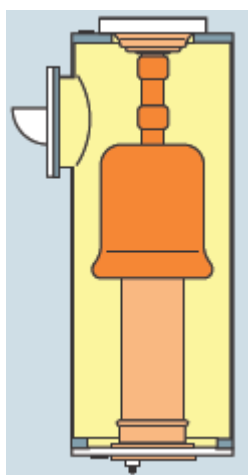


Figura A.201. Módulo de descargador de sobretensión.

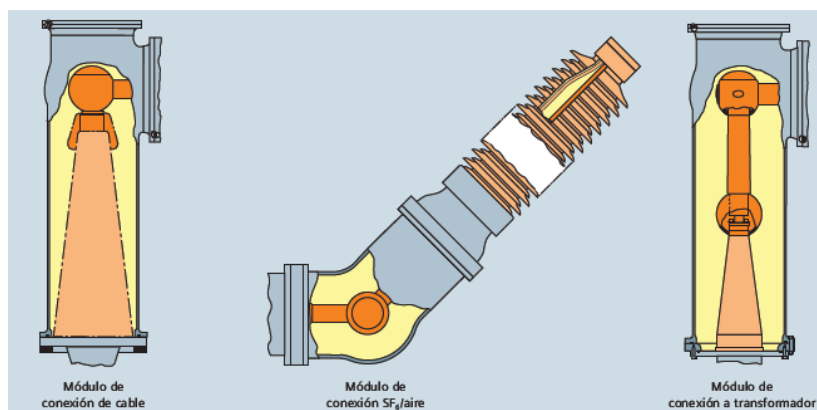


Figura A.202. Módulos de conexión. Fuente: Siemens.

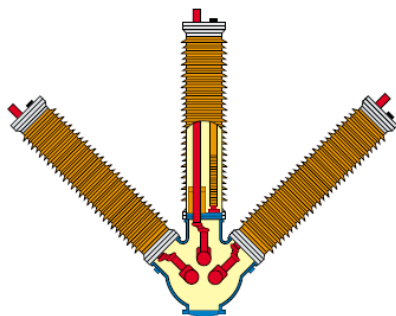


Figura A.203. Módulo terminal aéreo de subestación GIS con pararrayos incorporado.
Fuente: Siemens.

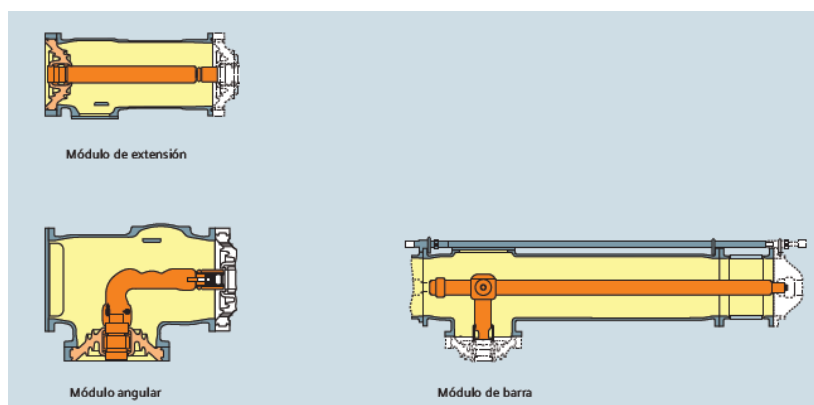


Figura A.204. Módulos de extensión, angular y barra.
Fuente: Siemens.

1 = Caja del control inteligente
2 = Pantalla táctil de operación



Figura A.205. Gabinete de control lógico programable. Fuente: Chint.

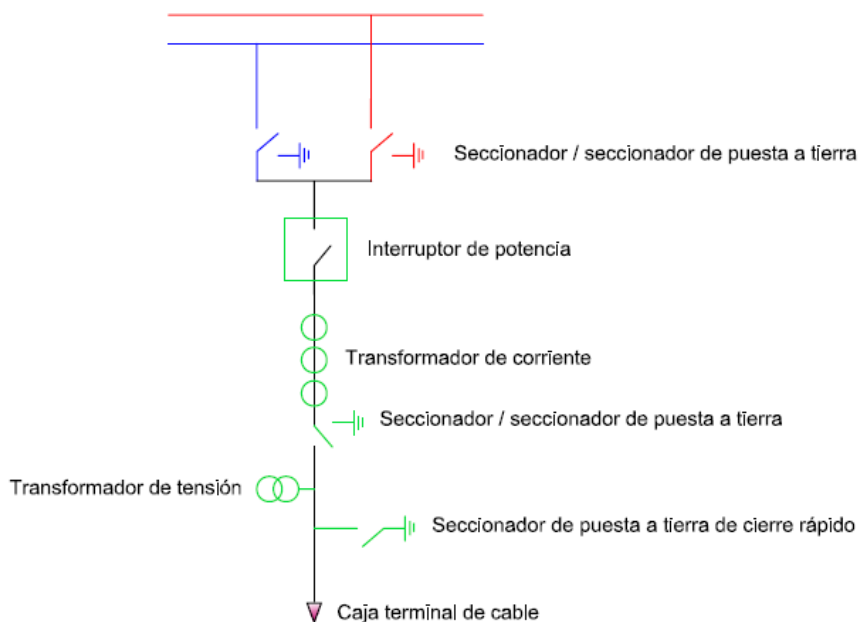
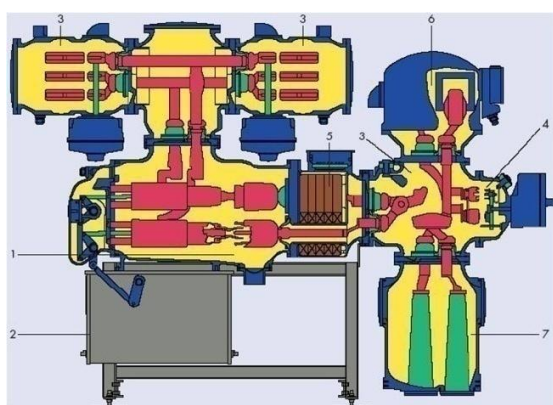


Figura A.206. Configuración de módulos y esquema unifilar de una celda GIS de doble barra.



- 1 = Interruptor de potencia
- 2 = Mando a resorte
- 3 = Seccionador / seccionador de puesta a tierra combinado
- 4 = Seccionador de tierra rápido
- 5 = Transformador de corriente
- 6 = Transformador de tensión
- 7 = Conexión de cable de alta tensión

Figura A.207. Módulos de celda GIS. Fuente: ABB.

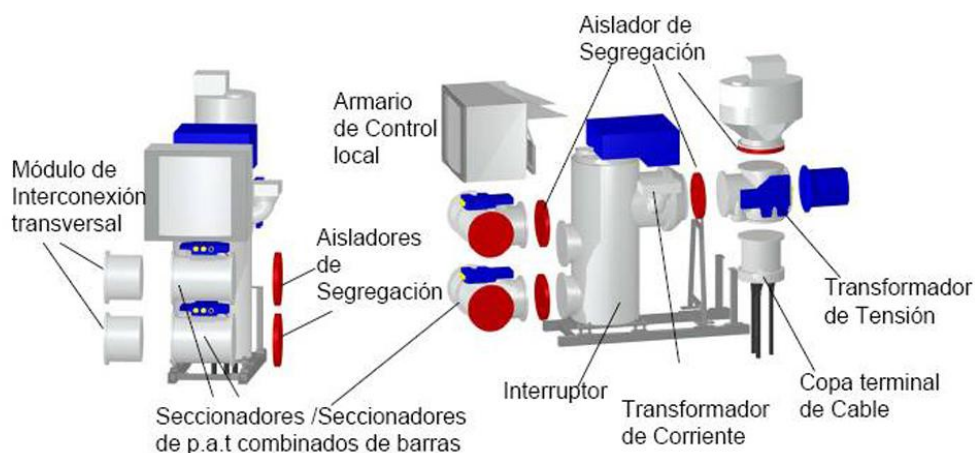


Figura A.208. Celda de barra doble, 40 kA, 2500 A. Fuente: ABB.

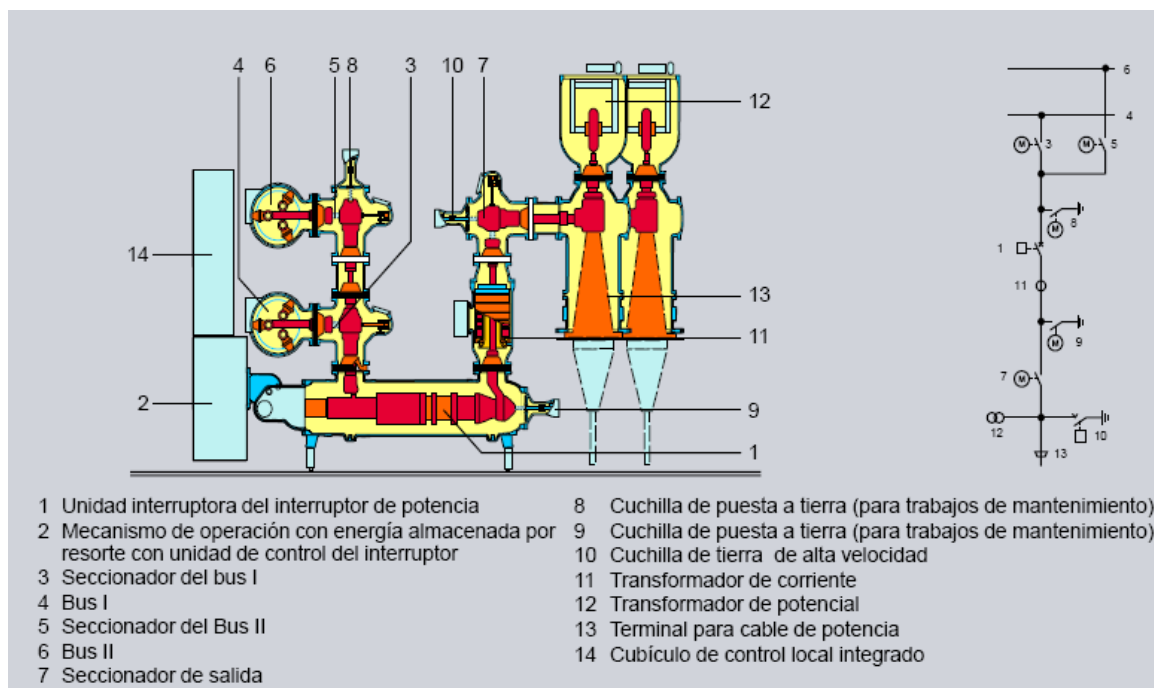


Figura A.209. Subestación GIS. Bahía típica de subestación. Fuente: Siemens.

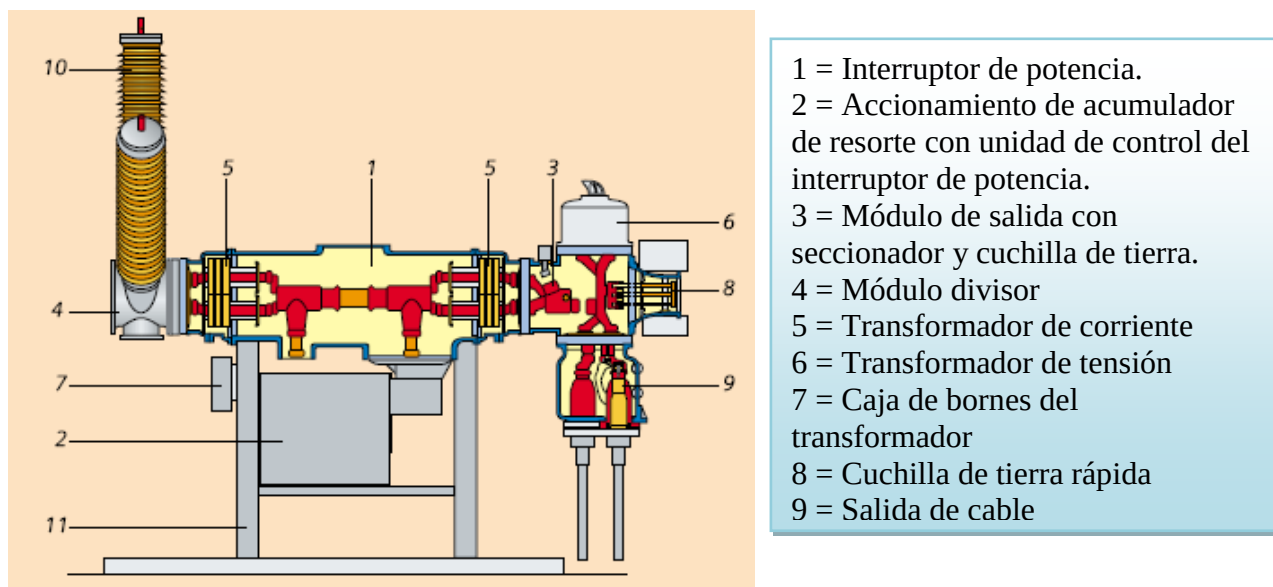


Figura A.210. Partes de una subestación GIS. Fuente: Siemens.

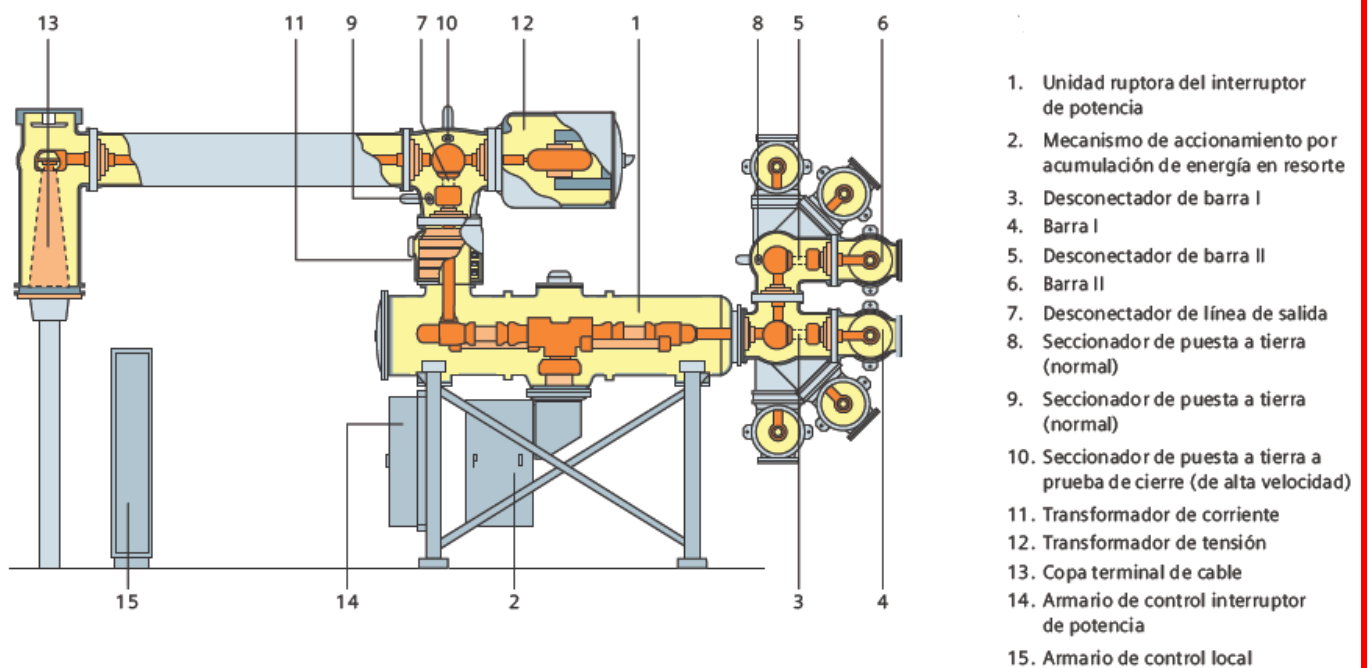


Figura A.211. Estructura típica de una subestación GIS de doble barra. Fuente: Siemens.

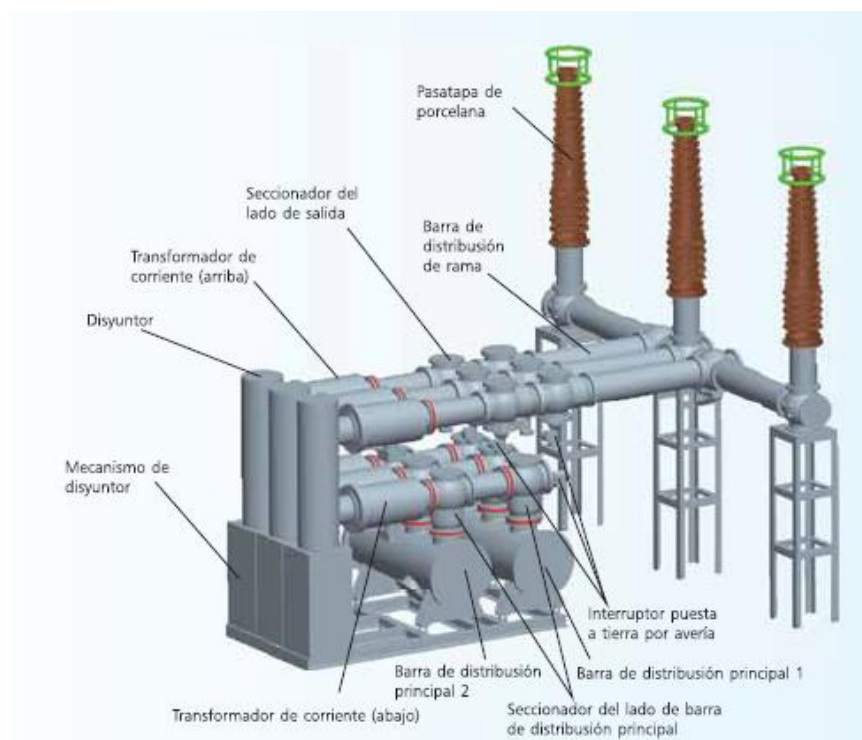


Figura A.212. Subestación GIS de 252 kV. Fuente: Chint.



Figura A.213. Montaje al bastidor de SGI (subestación GIS integrada)
Fuente: ABB.



Figura A.214. Cableado de SGI (subestación GIS integrada). Fuente: ABB.



Figura A.215. Vista interior de SGI (subestación GIS integrada).
Fuente: ABB.



Figura A.216. SGI (subestación GIS integrada) conectada a la red.
Fuente: ABB.

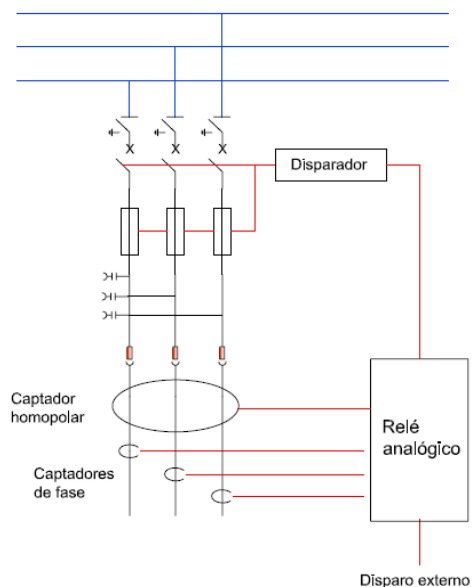


Figura A.217. Sistema automático de protección RPTA.

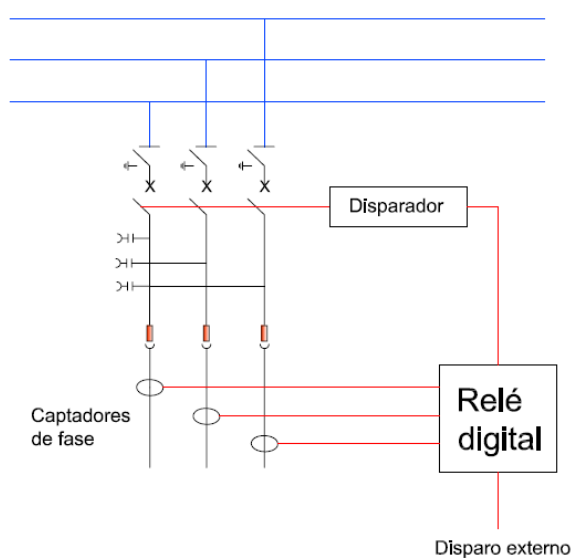


Figura A.218. Sistema automático de protección RPGM.

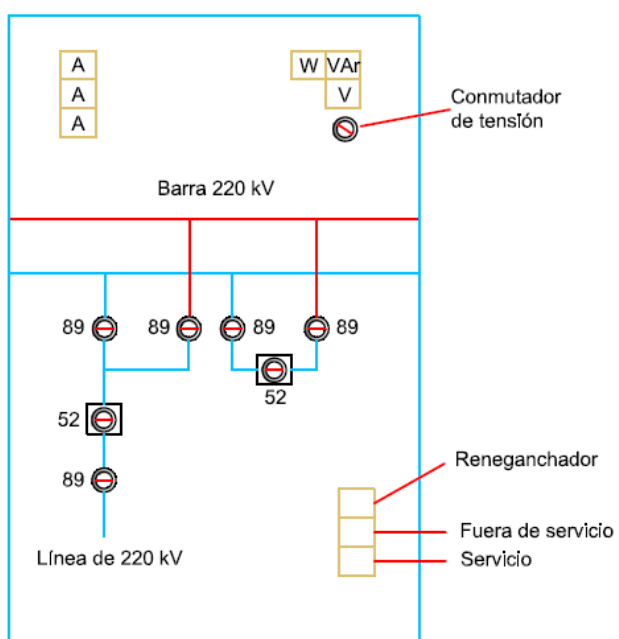


Figura A.219. Panel de posición de línea de 220 kV. (A = amperímetro).

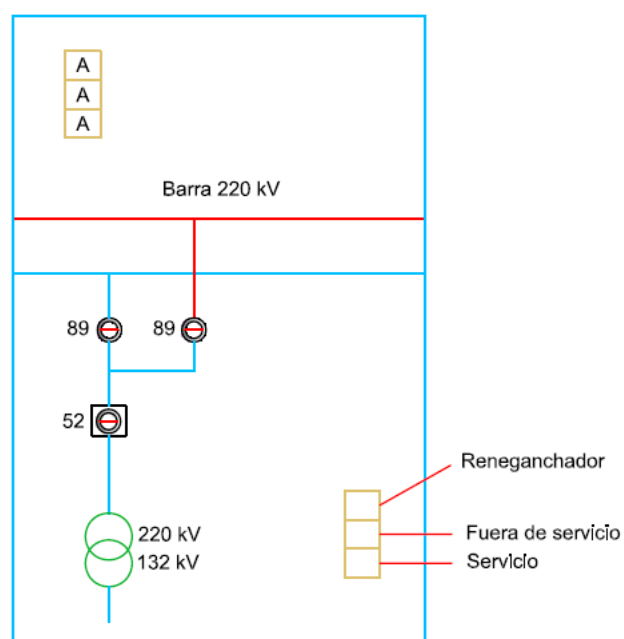


Figura A.220. Panel de posición de transformador 220/132 kV.

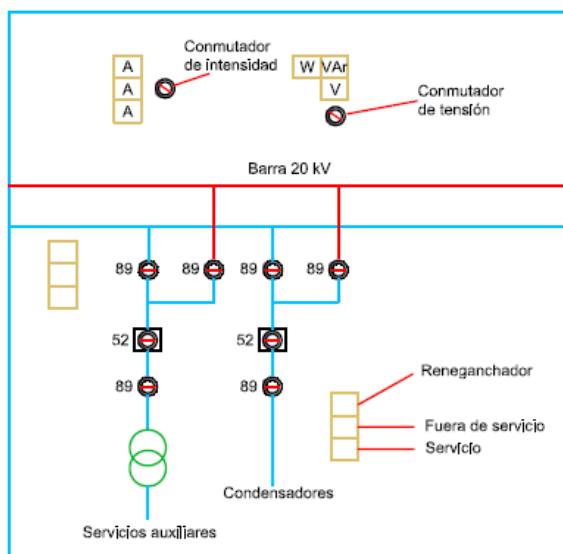


Figura A.221. Panel de posición de servicios auxiliares y batería de condensadores.

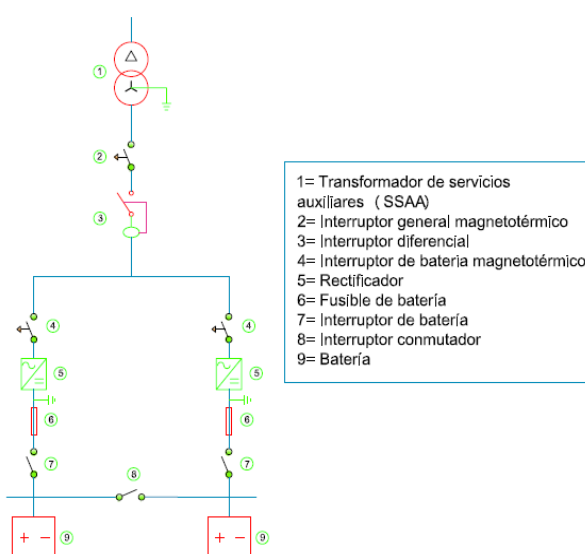


Figura A.222. Esquema de conexión de baterías de corriente continua.

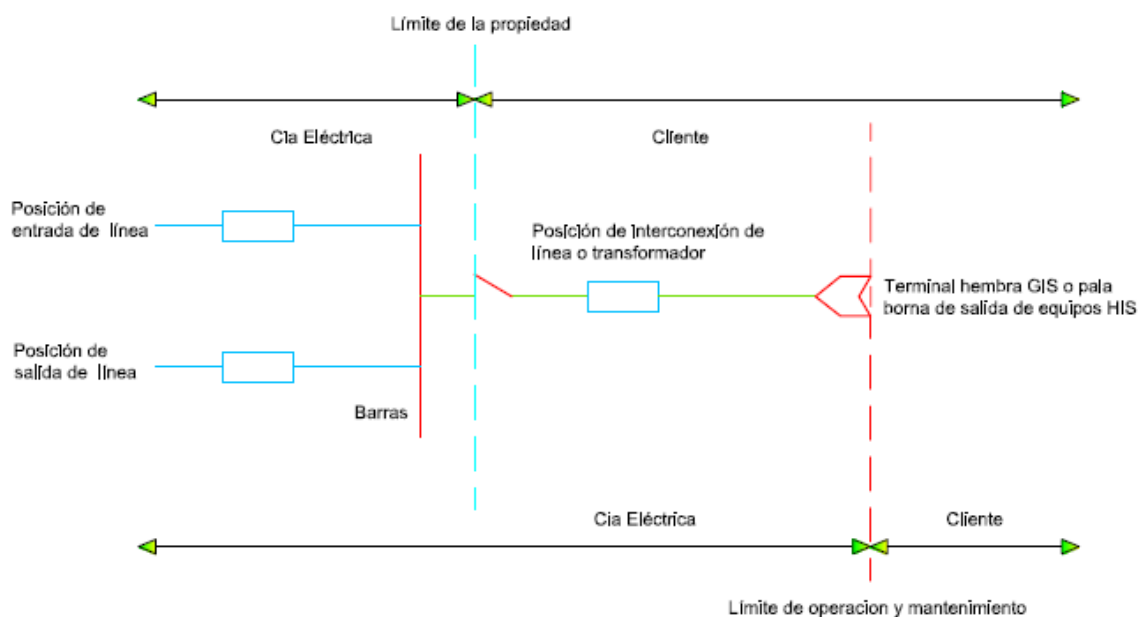


Figura A.223. Croquis de los límites de propiedad, operación y mantenimiento de subestaciones de transformación o de interconexión.

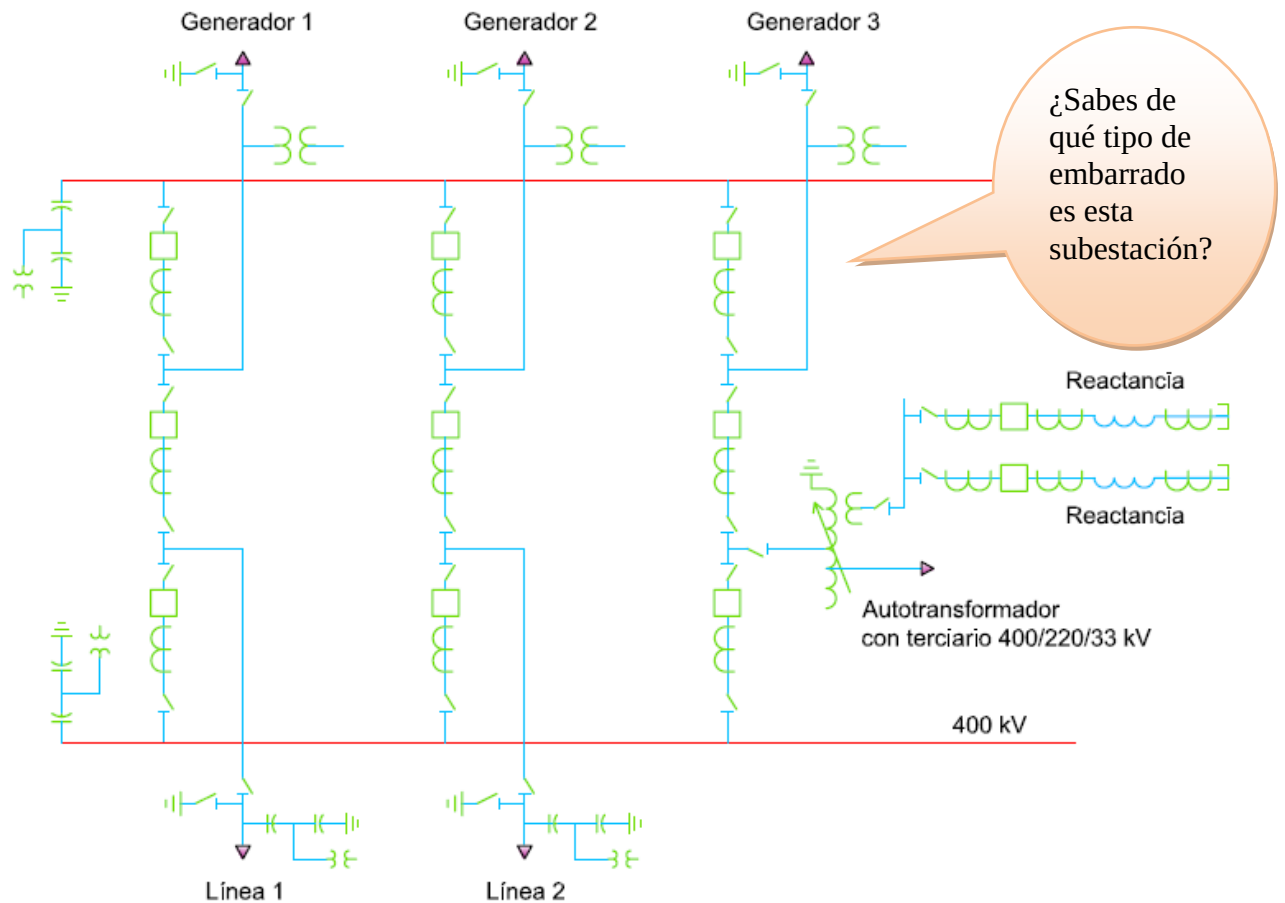


Figura A.224. Esquema unifilar de una subestación (parque) intemperie de una central eléctrica.

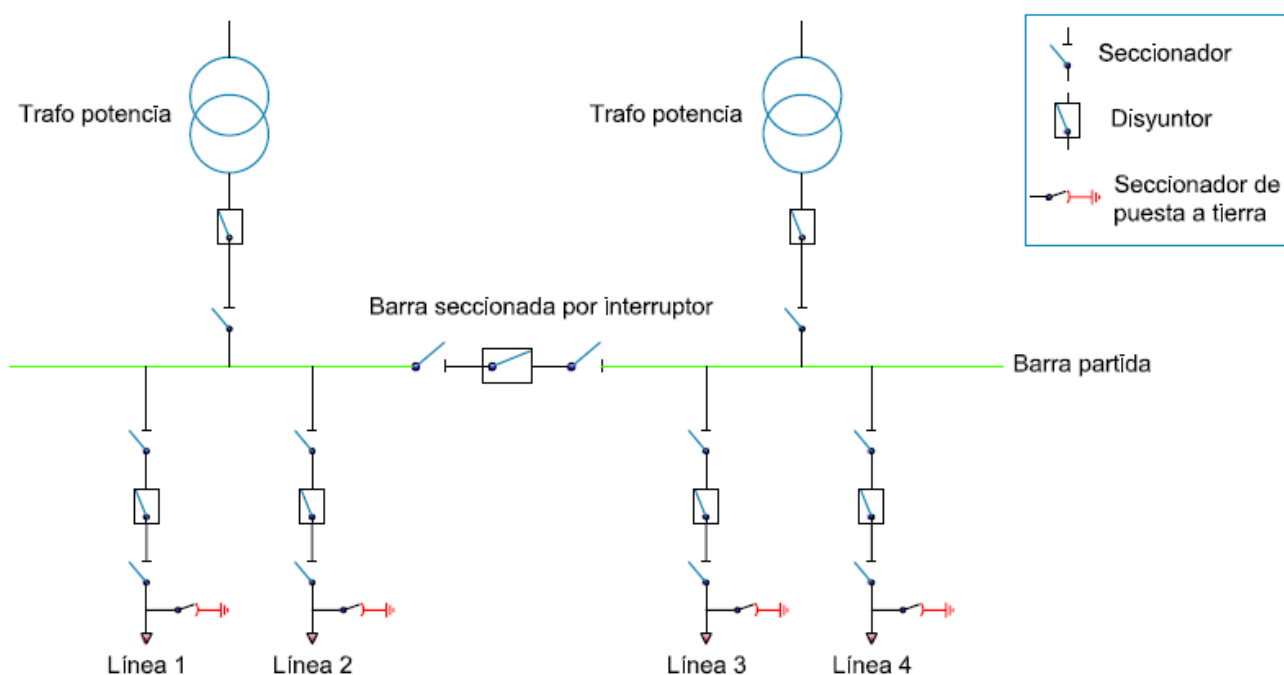


Figura A.225. Esquema de una subestación con barra partida.

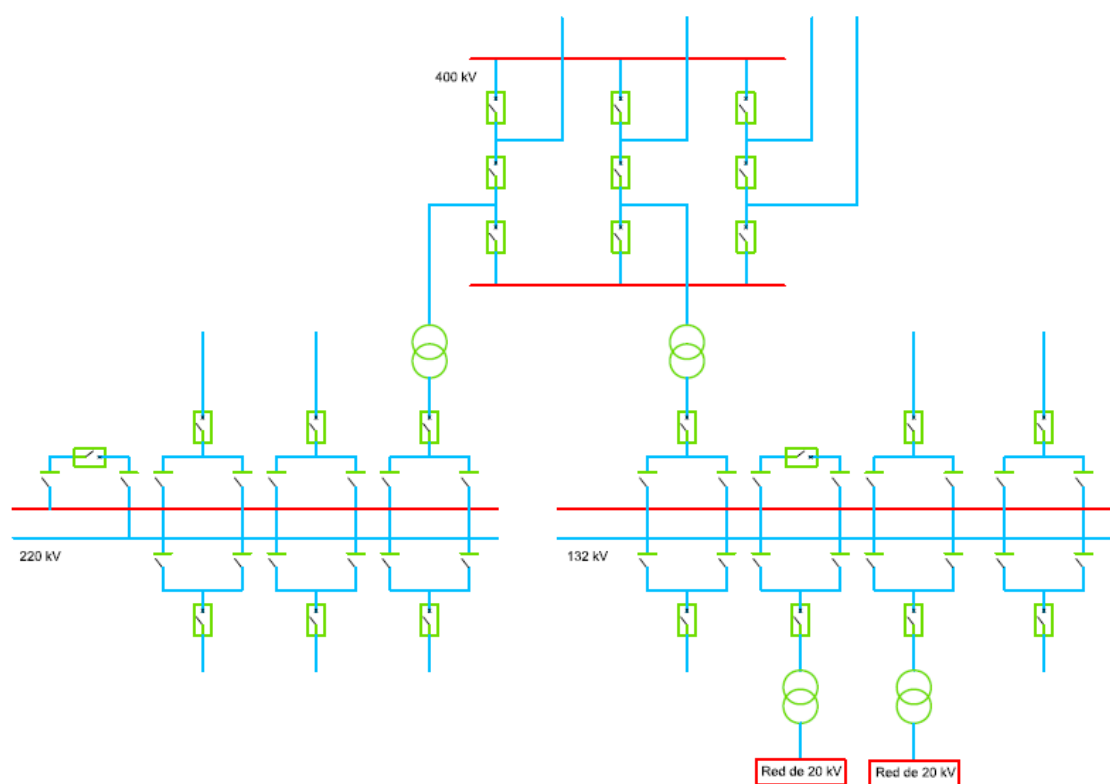
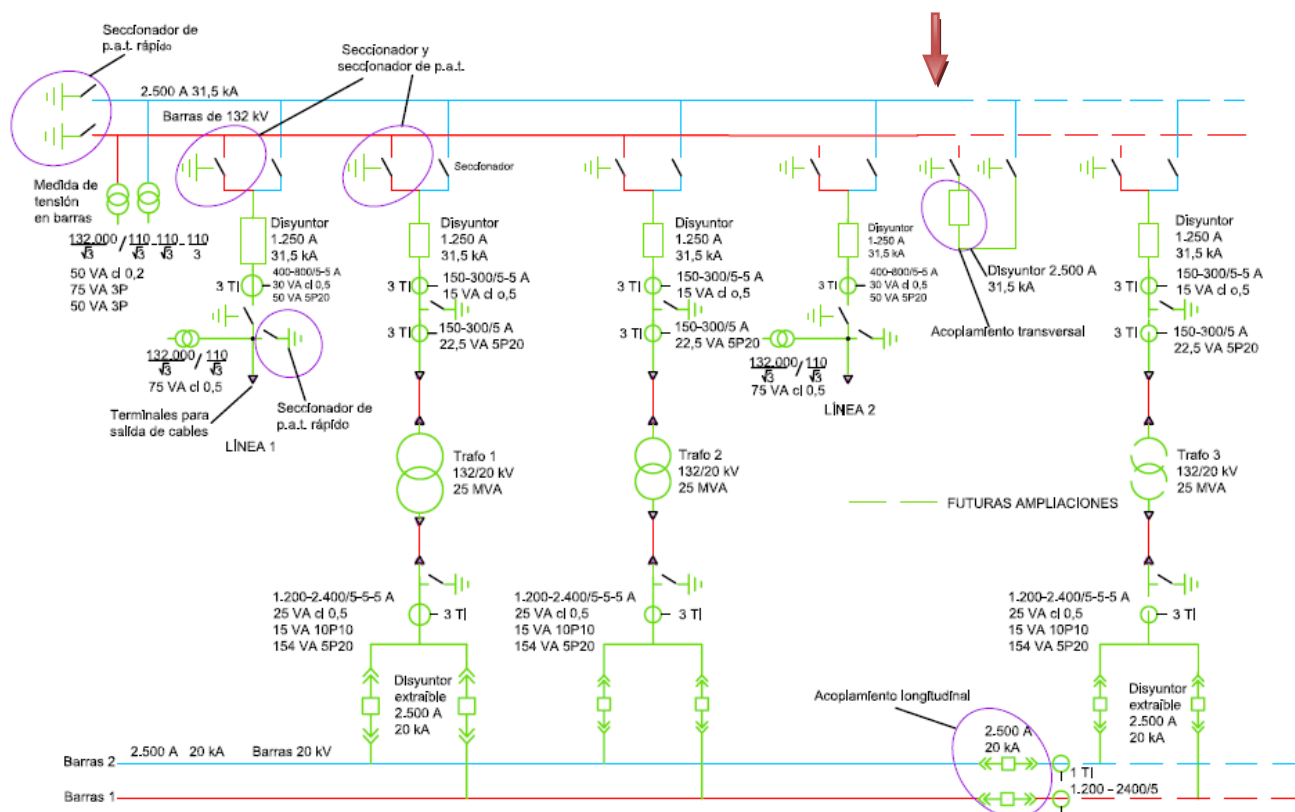


Figura A.226. Esquema unifilar de una subestación con embarrados mixtos (interruptor y medio y doble barra con acoplamiento).



Nota: Este esquema se completa con el que figura a continuación.

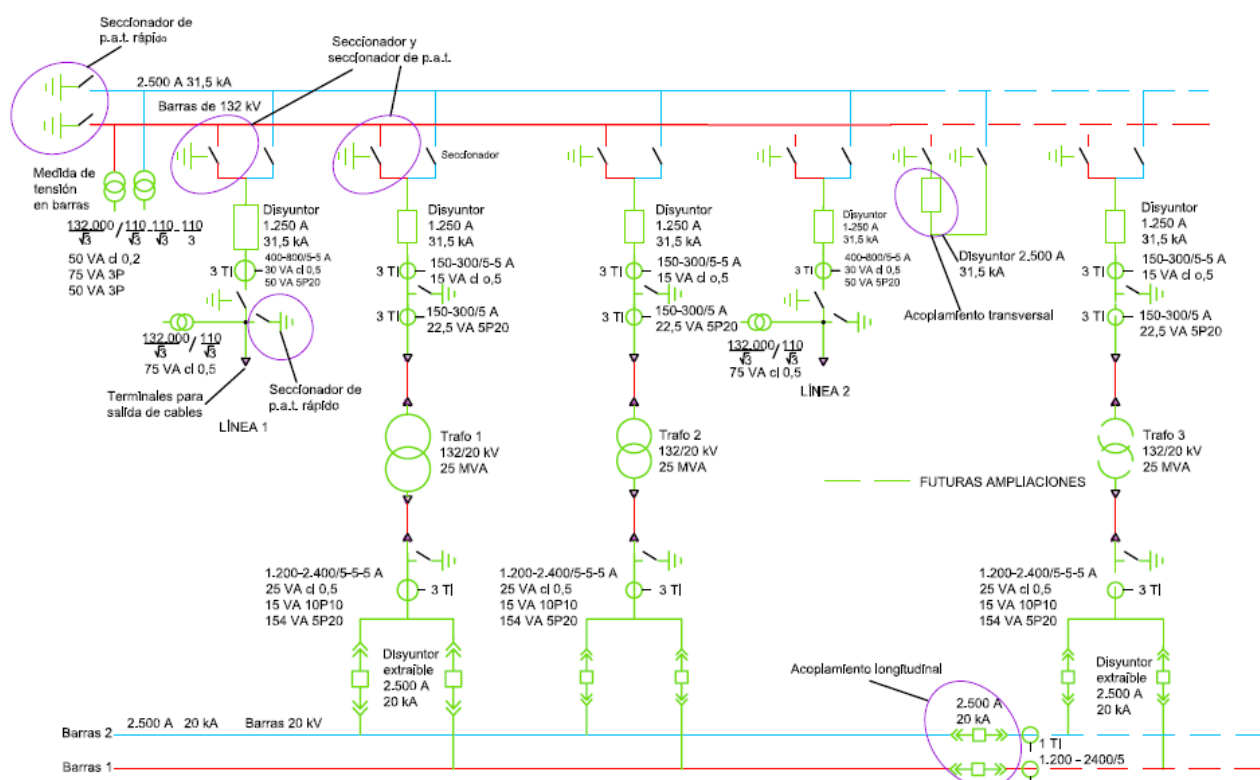


Figura A.227. Esquema eléctrico unifilar de una subestación blindada urbana de 132/20 kV.

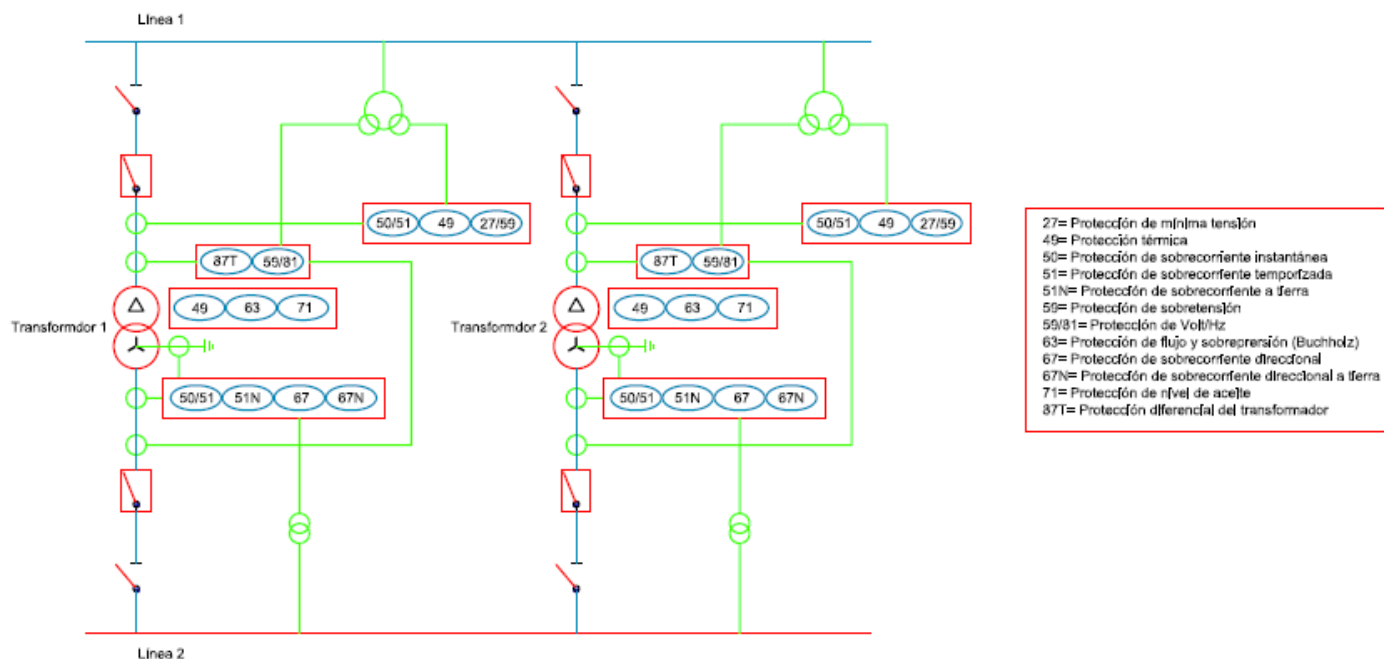


Figura A.228. Sistema de protección de una subestación con transformadores de dos bobinados.

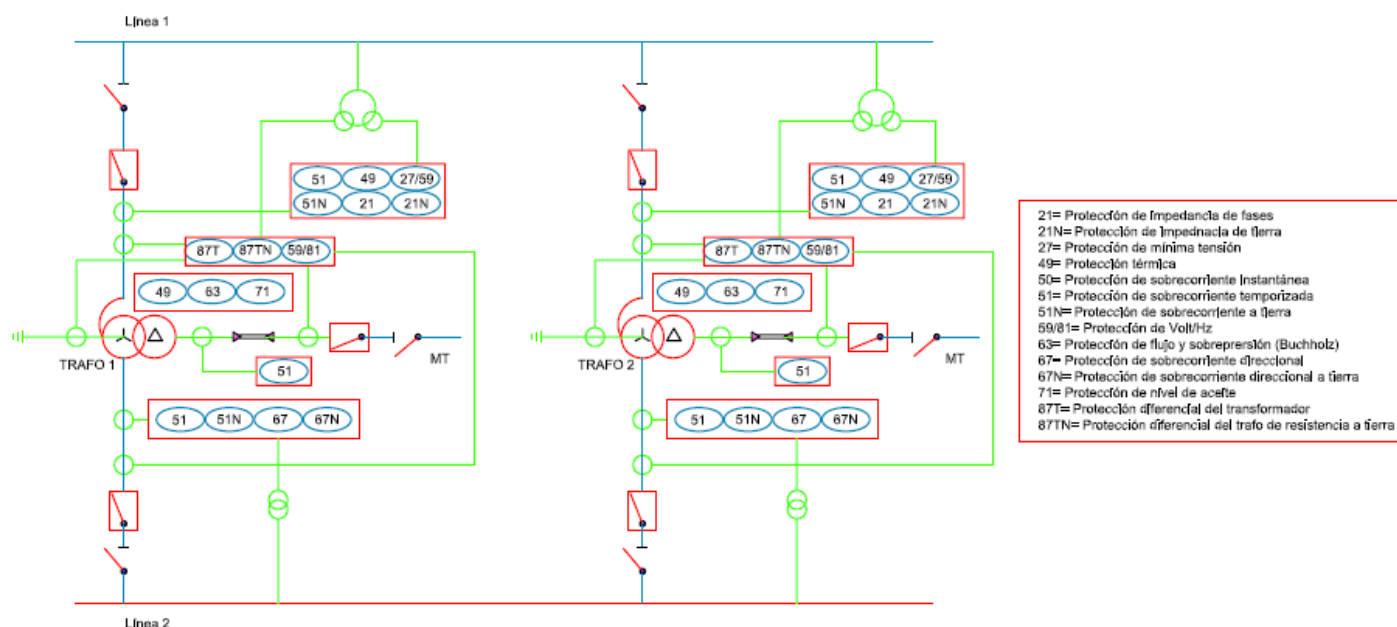


Figura A.229. Sistema de protección de una subestación con autotransformadores.

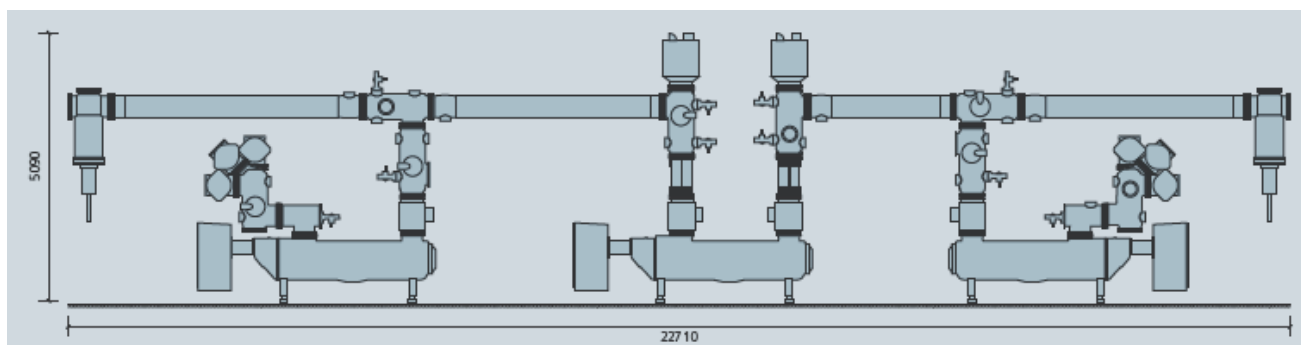
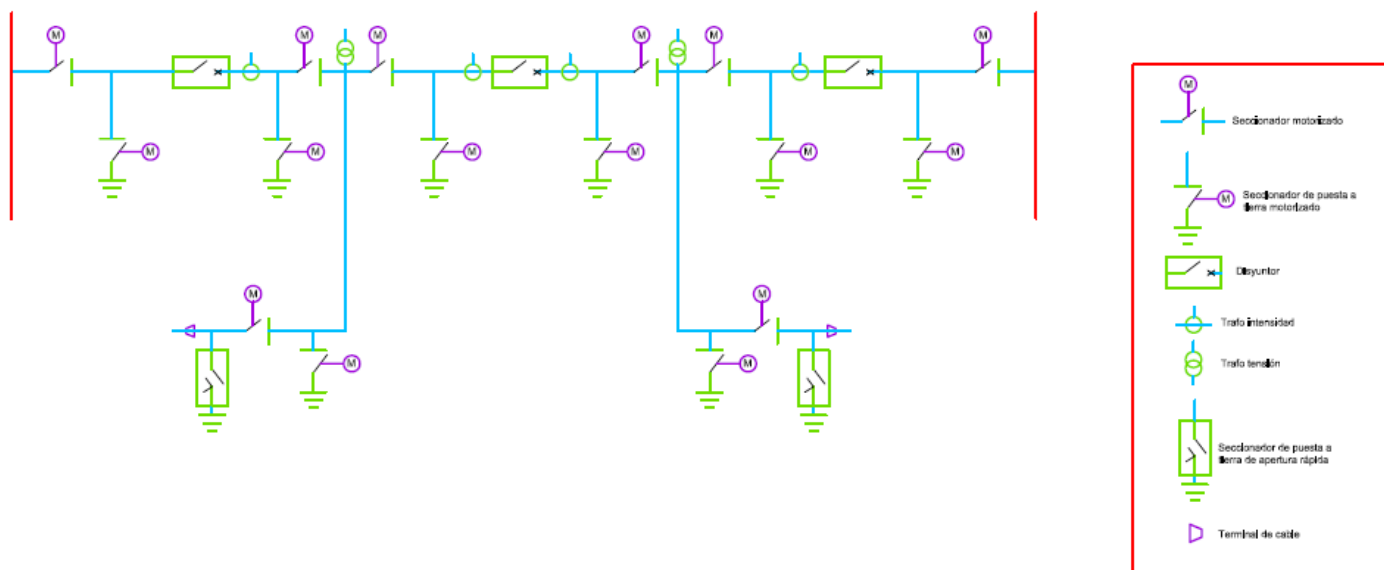


Figura A.230. Configuración de 1 ½ interruptores de potencia (disyuntor) de subestación GIS. Fuente: Siemens.

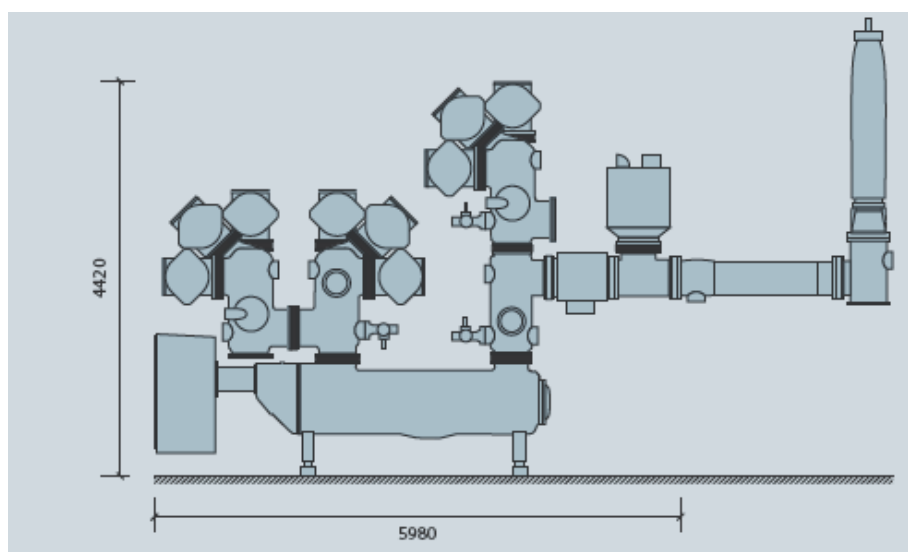
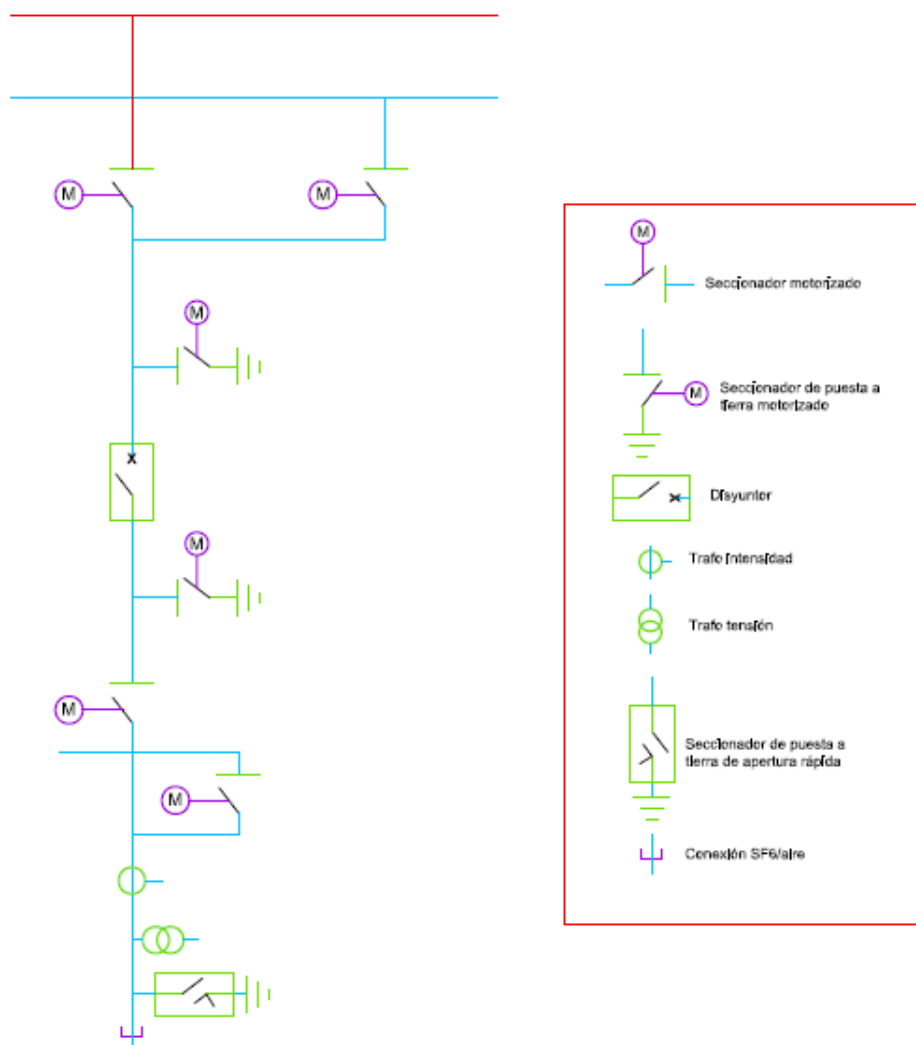


Figura A.231. Configuración de doble barra con barra de conexión de subestación GIS.

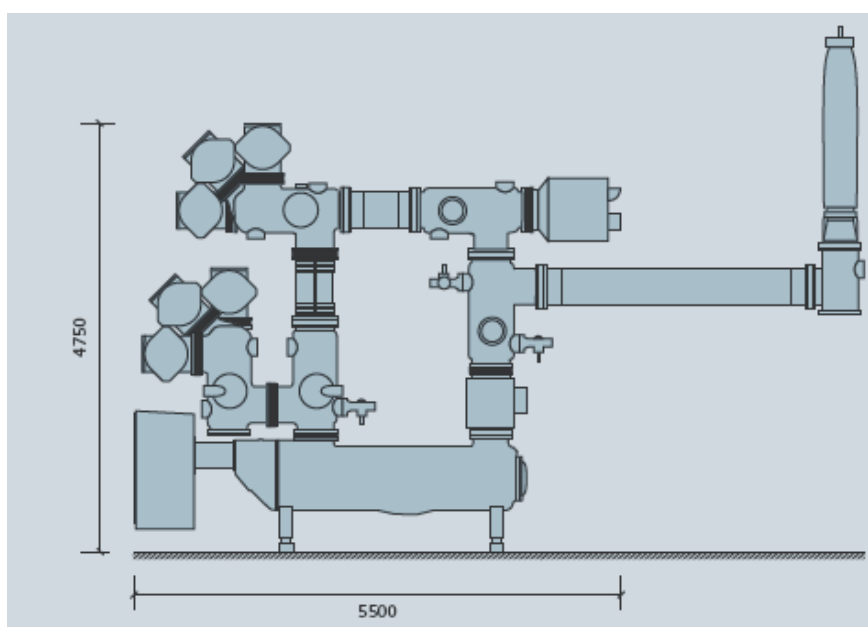
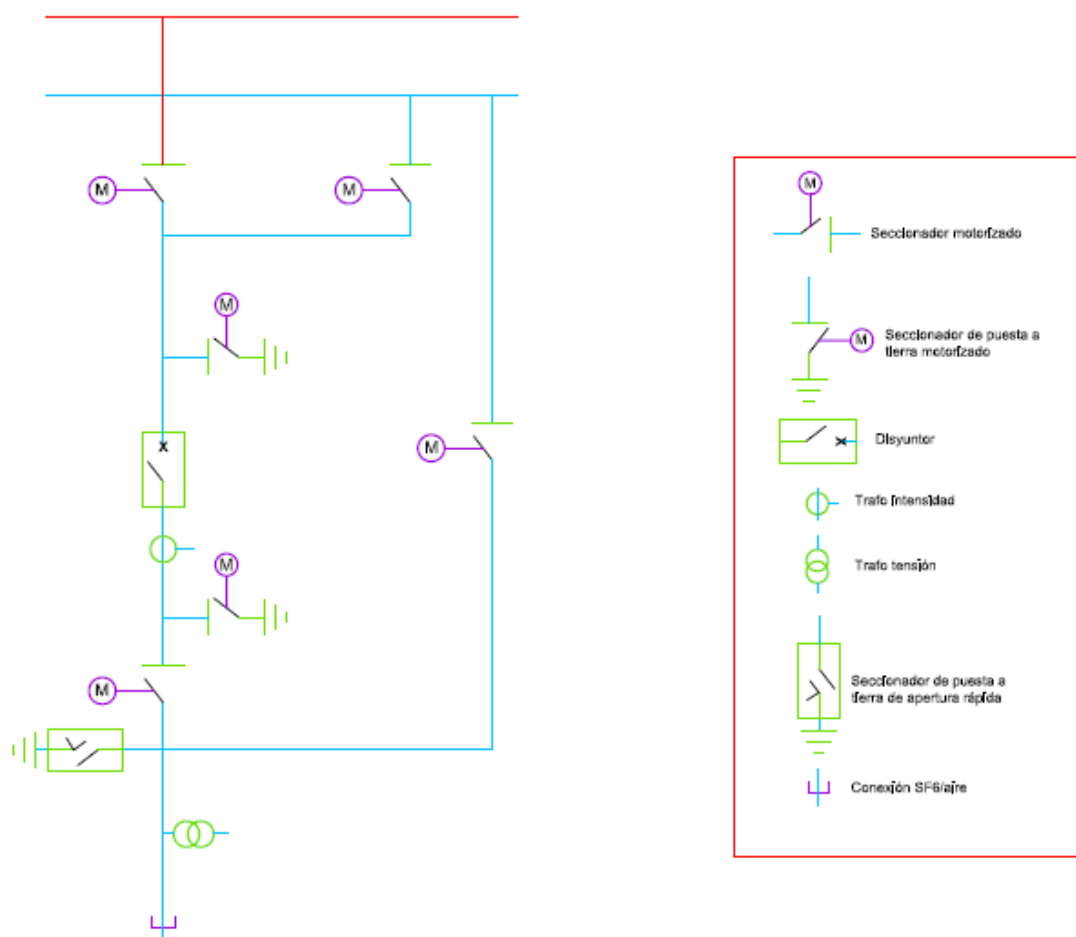


Figura A.232. Configuración de doble barra con bypass de subestación GIS.

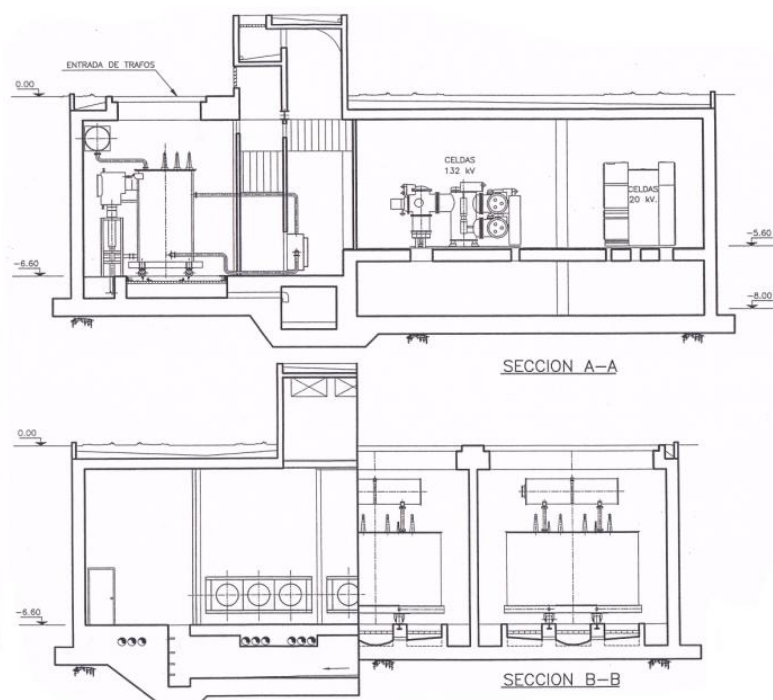


Figura A.233. Plano de secciones de una subestación blindada urbana de 132/20 kV.

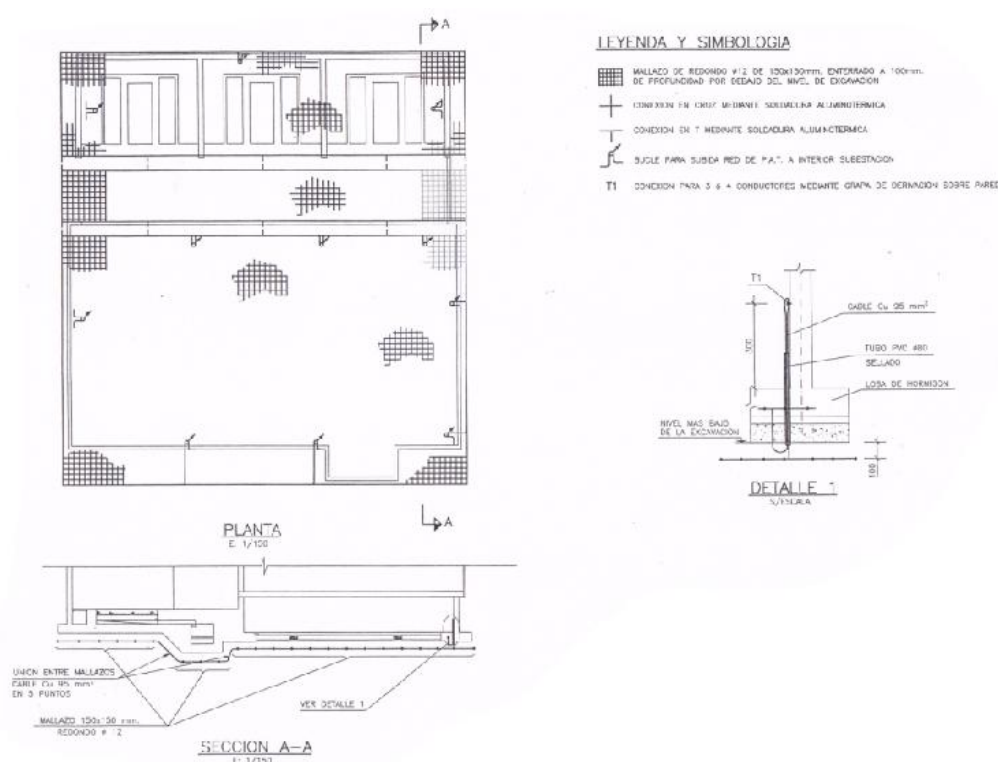


Figura A.234. Plano de la red de puesta a tierra de una subestación blindada urbana de 132/20 kV.

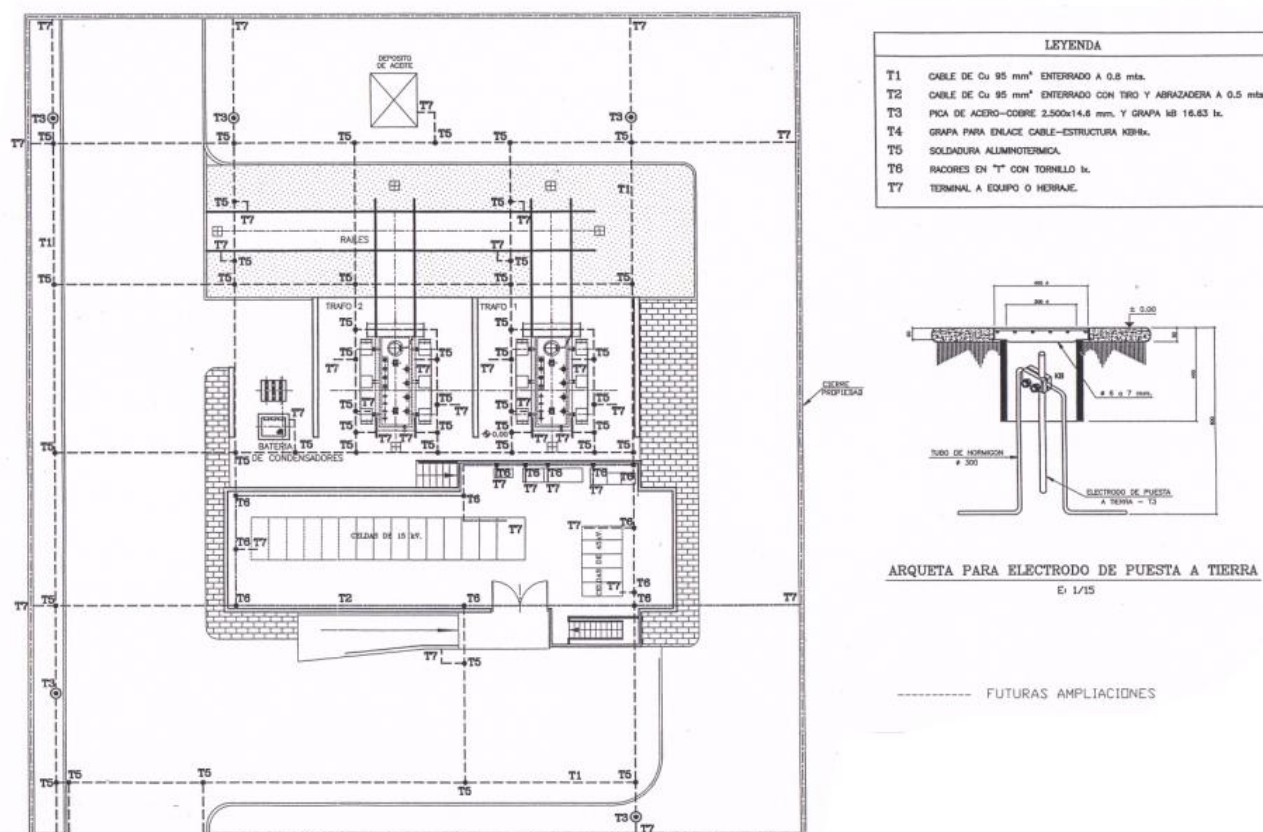
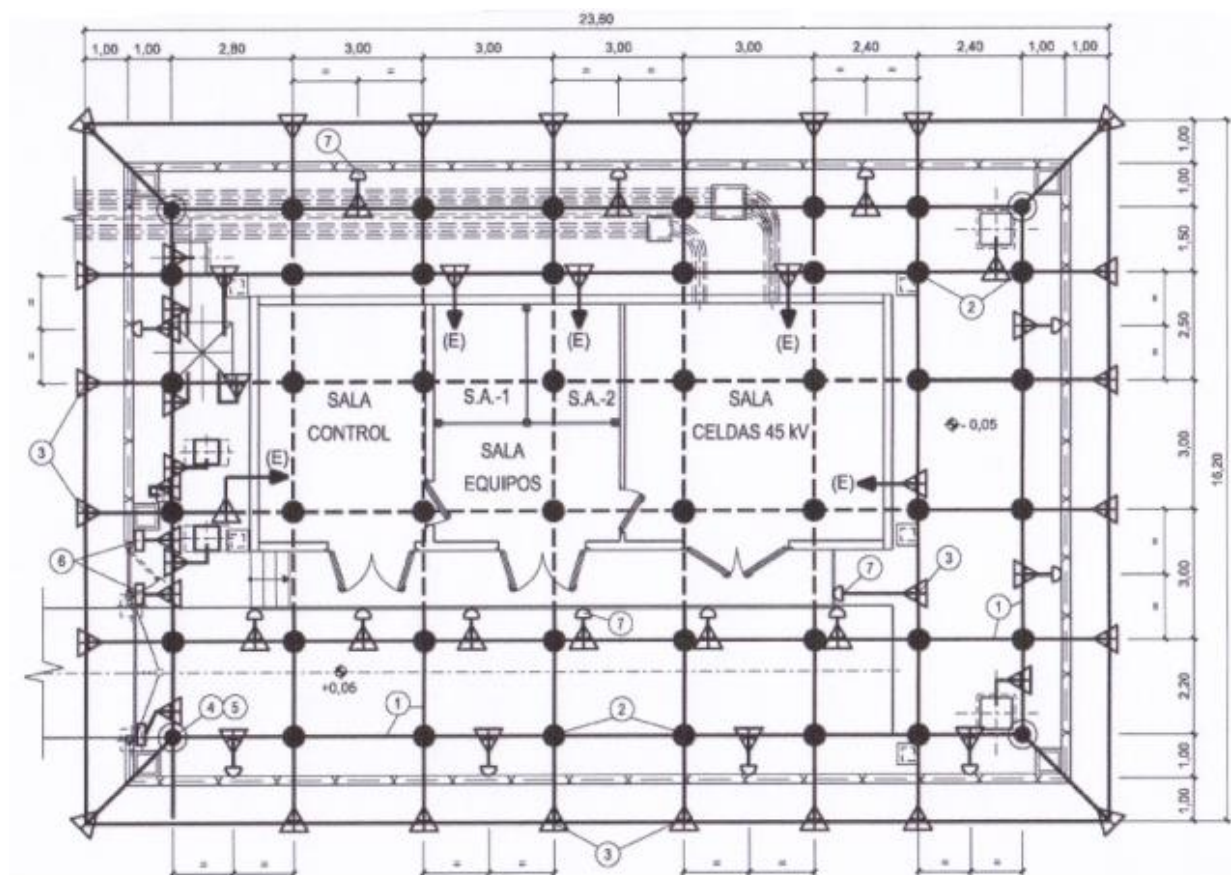


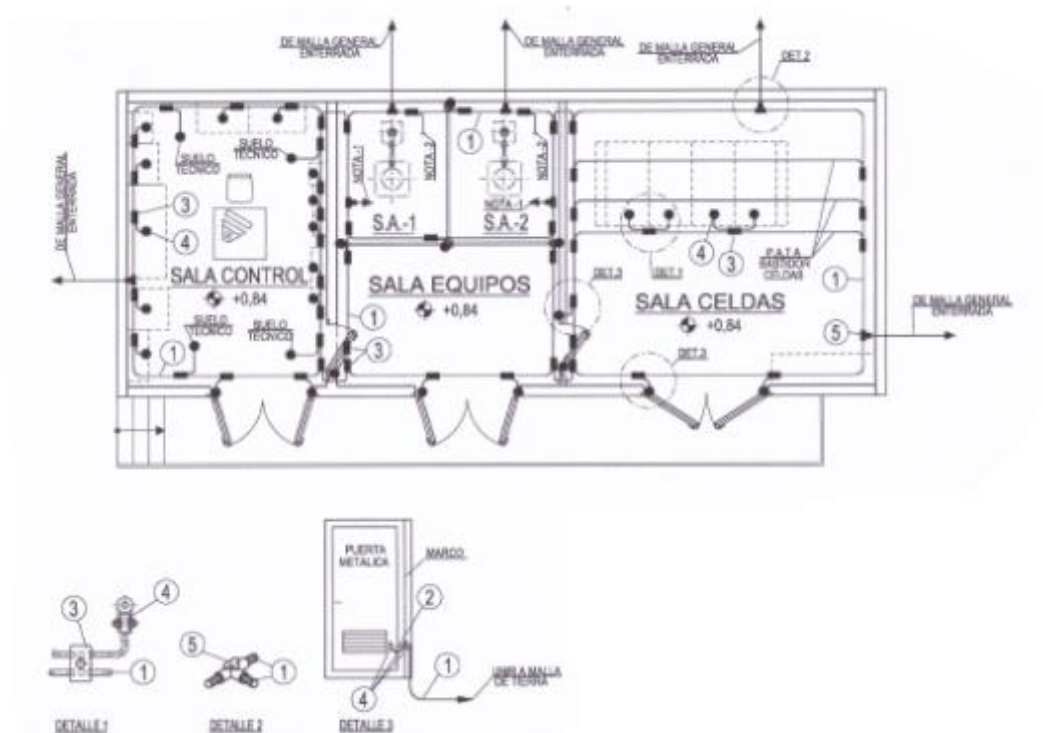
Figura A.235. Plano de la red de tierras de una subestación blindada urbana de 45/15 kV.



LEYENDA

- ▶ (E) Latigüillos de puesta a tierra para unir a la malla de tierra en interior de edificio
- ┐ Puesta a tierra de barandilla y cierre
- Cable de puesta a tierra de cobre desnudo de 95 mm² enterrado a 0,6 m por debajo de las soleras del edificio
- (1) — Cable de cobre de 95 mm²
- (2) ● Soldadura aluminotérmica en cruz para Cu 95
- (3) ▲ Soldadura aluminotérmica TE para Cu 95
- (4) Soldadura aluminotérmica para pica y cables de Cu 95
- (5) ○ Pica bimetalúca de 2 metros de longitud
- (6) □ Terminal de puesta a tierra de cable de Cu 95 mm² a pletina
- (7) D Grapa para tubo de acero y cable de Cu 95 mm²

Figura A.236. Plano de puesta a tierra de subestación de seccionamiento de 45 kV.



LEYENDA

- (1) — Cable desnudo de Cu - 95 mm²
 - (2) Cable desnudo de Cu - 50 mm² extraflexible
 - (3) ■ Grapa de puesta a tierra sencilla 2C 50/95 mm²
 - (4) ● Terminal de puesta a tierra de cable de Cu - 50/95 mm² a pletina
 - (5) ■ Soldadura aluminotérmica en T de cable Cu - 95 mm² a cable de Cu - 95 mm²
- (Nota 1): Se dejará un latigüillo de 3 m para puesta a tierra de los trafos de tensión
 (Nota 2): Se dejará un latigüillo de 3 m para puesta a tierra de soporte y botella terminal

Figura A.237. Plano de puesta en edificio de subestación de seccionamiento de 45 kV.

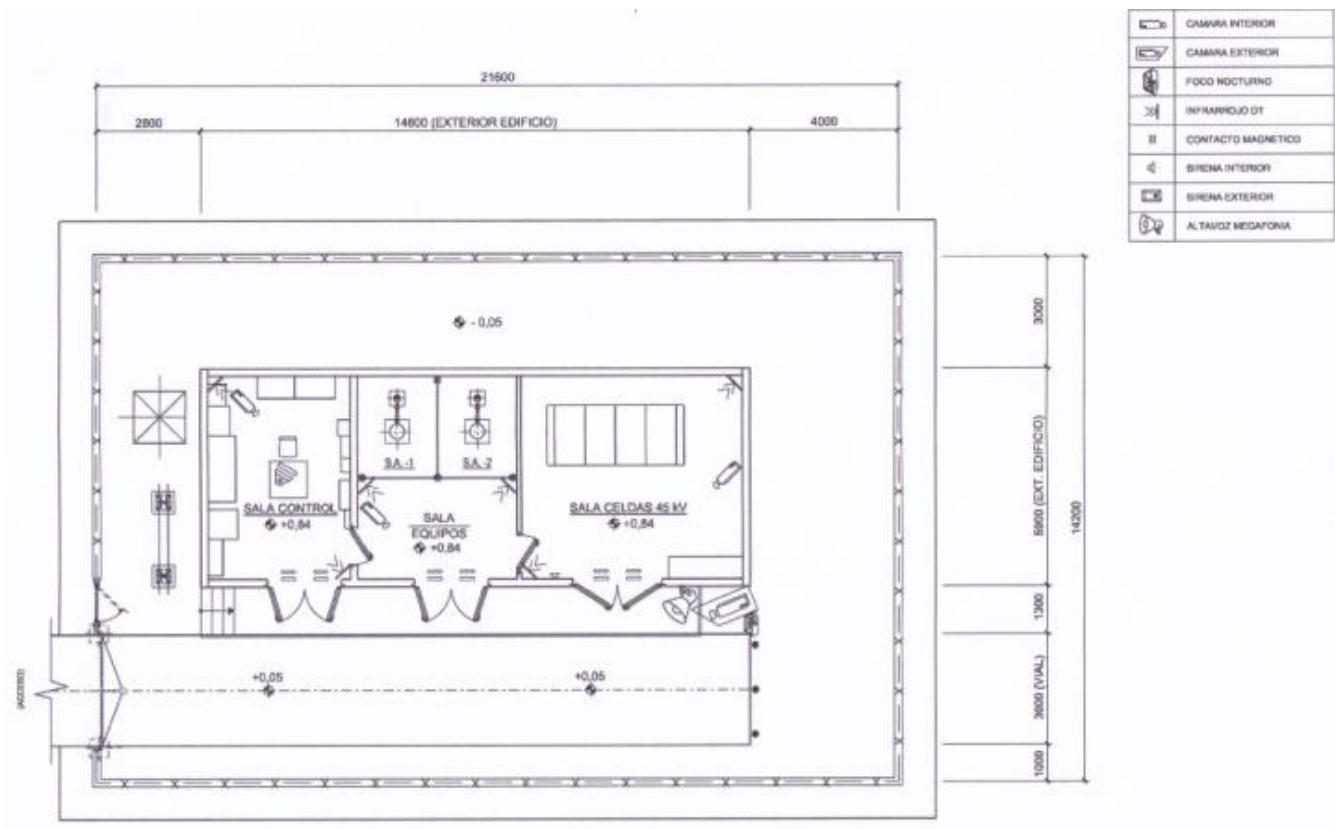


Figura A.238. Sistema antiintrusos en subestación de seccionamiento de 45 kV.

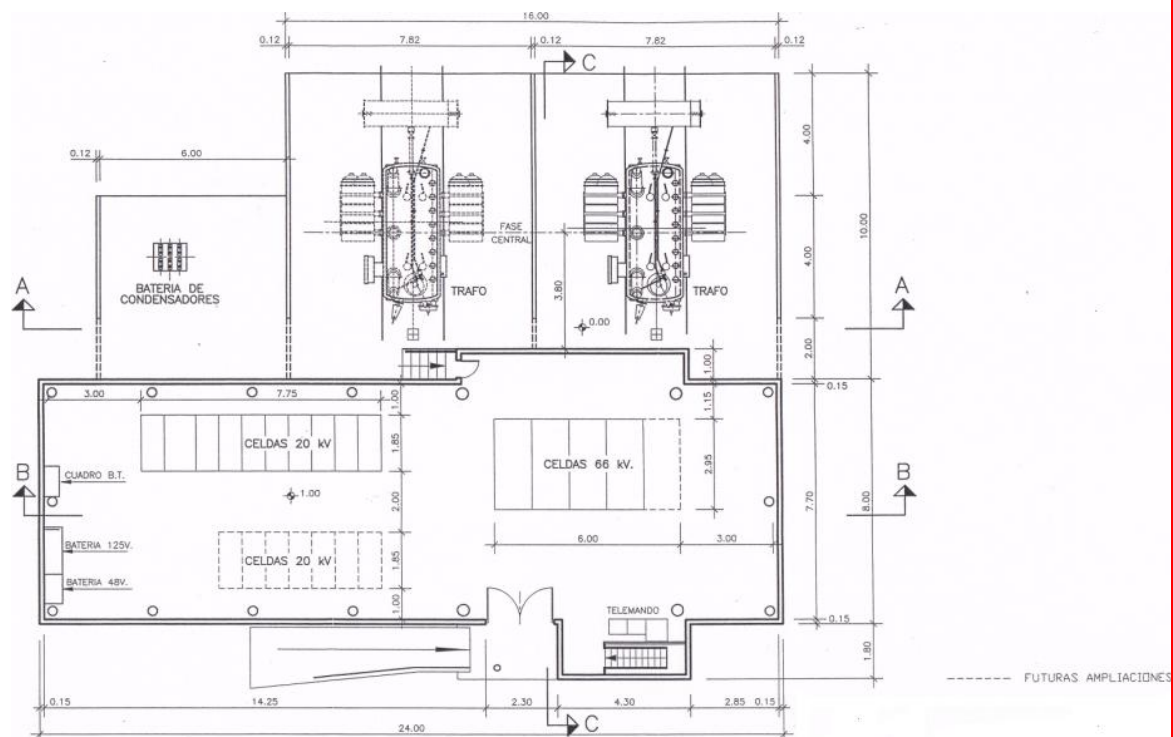


Figura A.239. Plano de plantas de una subestación blindada urbana subterránea de 132/20 kV.

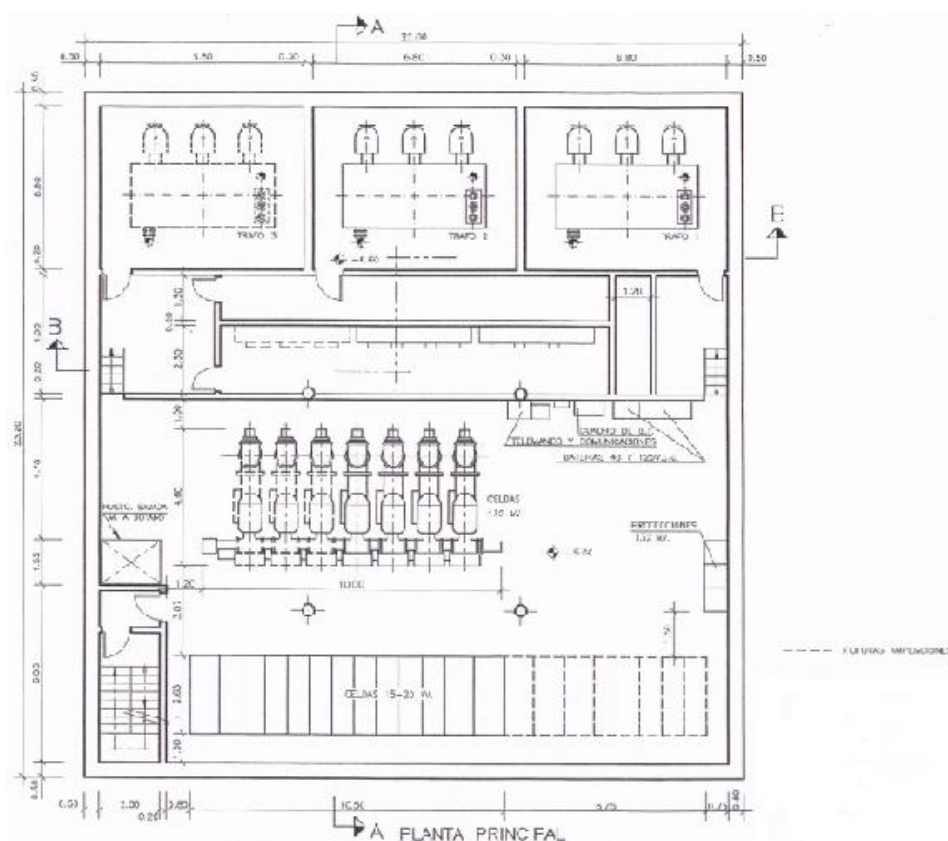


Figura A.240. Plano de la planta principal de una subestación blindada rural de 66/20 kV.

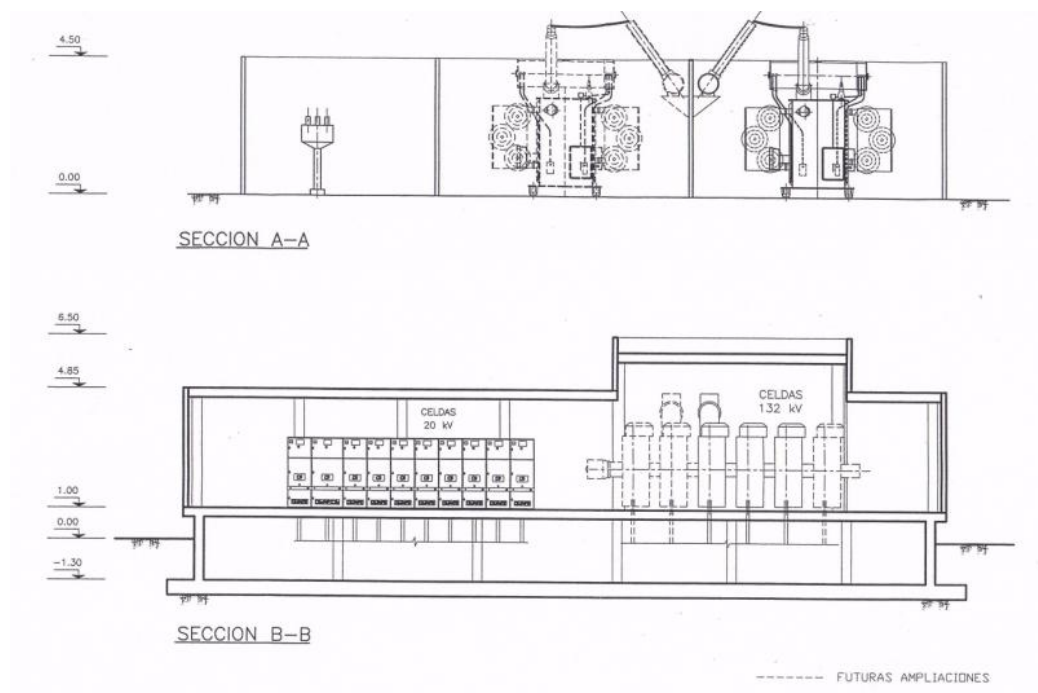


Figura A.241. Plano de la planta principal de una subestación blindada rural de 132/20 kV.

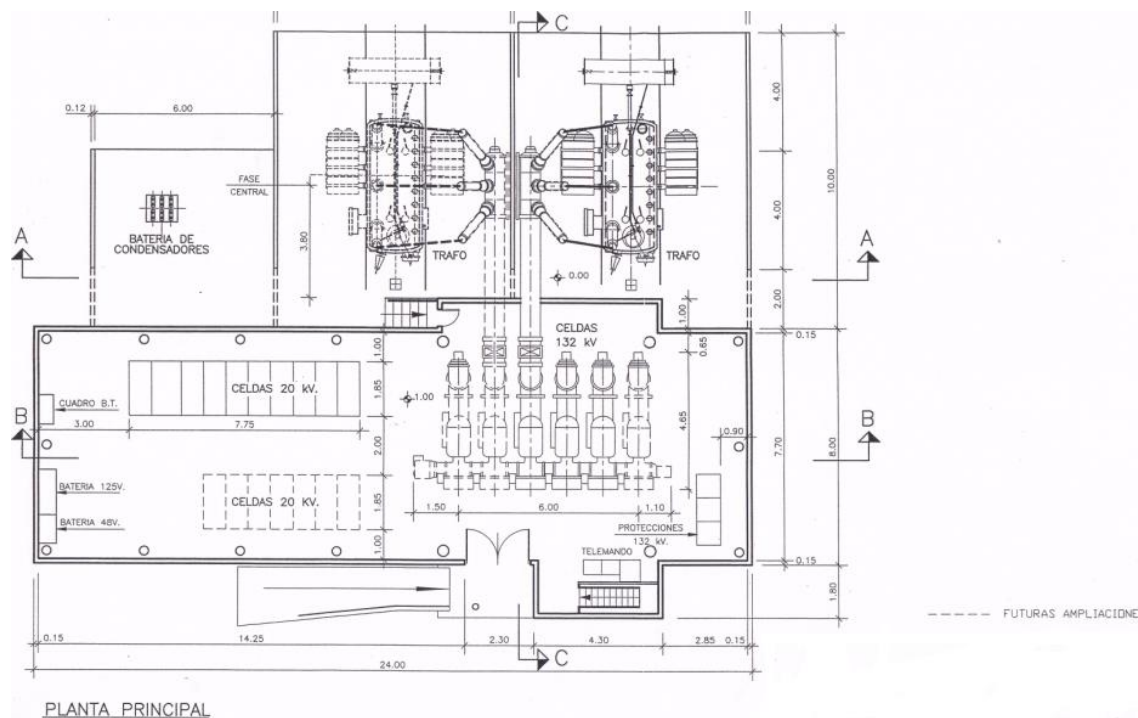


Figura A.242. Plano de secciones de una subestación blindada rural de 132/20 kV.

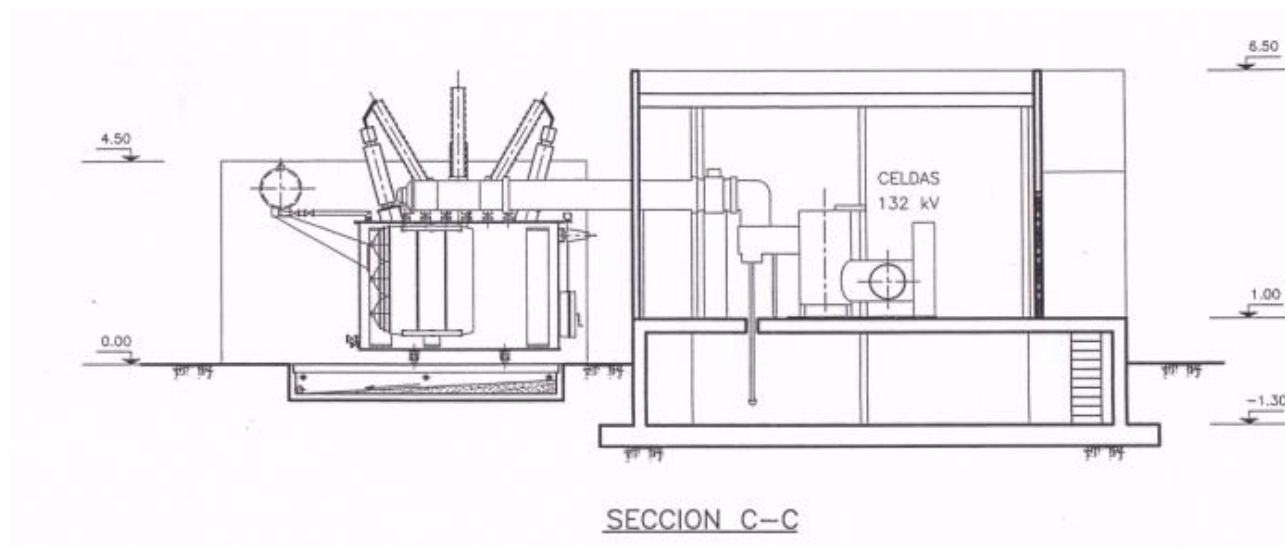


Figura A.243. Plano de la planta principal de una subestación blindada rural de 132/20 kV.



Figura A.244. Módulo híbrido. Fuente: Tecinsa.

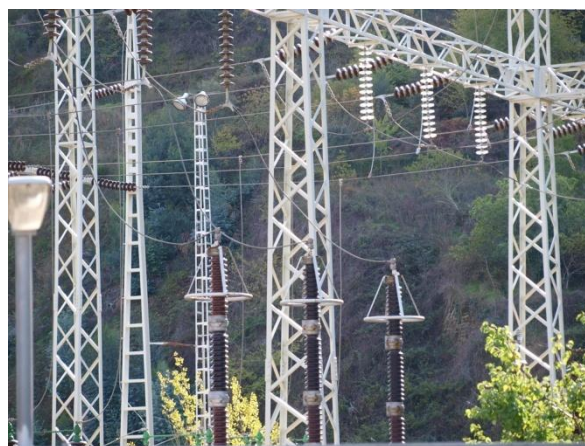


Figura A.245. Autoválvulas en subestación eléctrica.



Figura A.246. Canalización de cables en subestación eléctrica. Fuente: Proa.



Figura A.247. Mantenimiento a distintos equipos de una subestación eléctrica. Fuente: Syse.



Figura A.248. Mantenimiento en seccionadores. Fuente: Sagova.



Figura A.249. Mantenimiento. Fuente: Syse.



Figura A.250. Pruebas de diagnóstico del núcleo y devanados de un transformador. Fuente: Omicron.



Figura A.252. Pruebas en un interruptor de intemperie. Fuente: Omicron.



Figura A.251. Prueba termográfica. Fuente: Inproca.



Figura A.253. Pruebas en un interruptor de potencia extraíble. Fuente: Corpoelec.



Figura A.254. Análisis en un interruptor de potencia. Fuente: Isoelectric.



Figura A.255. Instalación para ensayos de equipos GIS. Fuente: Sieyuan.



Figura A.256. Línea de MT con cable OPPC (conductor de fase – fibra óptica). Fuente: Prysmian.



Anexo 14. Interpretación de la tabla 6.1

Para la elaboración de la tabla 6.1 (página 285) se tuvo en cuenta el siguiente cuadro de identificación de riesgos laborales:

CUADRO DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS LABORALES	
1. Caída de personas al mismo nivel	1. Caída por deficiencias en el suelo. 2. Caída por pisar o tropezar con objetos en el suelo. 3. Caída por existencia de vertidos o líquidos. 4. Caída por superficies en mal estado. 5. Resbalones /tropezones por malos apoyos del pie.
2. Caída de personal a distinto nivel	1. Caída por huecos. 2. Caída desde escaleras portátiles. 3. Caída desde escaleras fijas. 4. Caída desde andamios y plataformas temporales. 5. Caída desde tejados y muros. 6. Caída por desniveles, zanjas, taludes, etc. 7. Caída desde apoyos de madera. 8. Caída desde apoyos de hormigón. 9. Caída desde apoyos metálicos. 11. Caída desde torres metálicas de transporte. 14. Caída a un medio acuoso: ríos, lagos, canales, etc.
3. Caída de objetos	1. Caída por manipulación manual de objetos y herramientas. 2. Caída de elementos manipulados con aparatos elevadores. 3. Caída de elementos apilados (almacén).
4. Choques y golpes	1. Choque contra partes salientes de las máquinas. 2. Choque contra instalaciones. 3. Choques contra objetos o materiales. 4. Golpes por objetos o materiales. 5. Choques por estrechamiento de zonas de paso. 6. Golpes por vigas o conductos a baja altura. 7. Golpes por herramientas manuales. 8. Golpes por herramientas eléctricas portátiles. 9. Golpes por partes móviles de máquinas.
5. Atrapamientos	1. Atrapamientos por herramientas manuales. 2. Atrapamientos por herramientas portátiles eléctricas. 3. Atrapamientos por mecanismos de máquinas. 4. Atrapamientos por objetos. 5. Atrapamientos por mecanismos en movimiento.
6. Cortes	1. Cortes por herramientas portátiles eléctricas. 2. Cortes por herramientas manuales. 3. Cortes por máquinas fijas. 4. Cortes por objetos superficiales. 5. Cortes por objetos punzantes.
7. Proyecciones	1. Impacto por fragmentos o partículas sólidas 2. Proyecciones líquidas (se excluyen las proyecciones provocadas por arco eléctrico).

	3. Emisiones de vapor. 4. Proyecciones de partículas transportadas por el viento.
8. Contactos térmicos	1. Contactos con fluidos o sustancias calientes / frios. 2. Contactos con focos calor / frio. 3. Contactos con proyecciones calientes / frias. 4. Contacto con superficies calientes / frias. 5. Contacto con zonas cuya temperatura ambiental cambia rápidamente.
9. Contactos eléctricos	1. Contactos indirectos. 2. Contactos directos. 3. Descargas eléctricas (inductiva / capacitiva) teniendo en cuenta las de sobretensión de tipo rayo. 4. Calor. 5. Proyecciones. 6. Radiaciones no ionizantes.
10. Explosiones	1. Atmósferas explosivas. 2. Nube de polvo combustible en el aire. 3. Máquinas, equipos o recipientes a presión. 4. Voladuras o material explosivo. 5. Deflagraciones.
11. Incendios	1. Acumulación de material combustible. 2. Almacenamiento y trasvase de productos inflamables. 3. Focos de ignición. 4. Atmósfera inflamable. 5. Proyecciones de chispas. 6. Proyecciones de partículas calientes (soldadura). 7. Llamas abiertas. 8. Descargas de electricidad estática. 9. Sobrecarga de la red eléctrica. 10. Acumulación de humo procedente del exterior en la zona de trabajo habitual. 11. Acumulación de material combustible en un recinto confinado.
12. Confinamiento	1. Recintos cerrados con atmósferas bajas en oxígeno. 2. Recinto cerrado con riesgo de puesta en marcha accidental de elementos móviles o fluidos. 3. Trabajos submarinos por inmersión. 4. Recinto cerrado con atmósfera inflamable (incendio o explosión). 5. Recinto cerrado con atmósfera tóxica.
13. Sobrecarga térmica	1. Exposición prolongada al calor. 2. Exposición prolongada al frio. 3. Cambios bruscos de temperatura. 4. Estrés térmico.
14. Ruido	1. Exposición a ruido por maquinaria fija en instalaciones. 2. Exposición a ruido por maquinaria fija (talleres). 3. Exposición a ruido por maquina portátil (compresor, grupo electrógeno, etc.). 4. Exposición a ruido por herramienta portátil (radiales, taladros, martillos, etc.).

	5. Exposición a ruido por vehículos.
15. Radiaciones no ionizantes	1. Exposición a radiación no ionizante ultravioleta (soldadura, etc.). 2. Exposición a radiación no ionizante infrarroja. 3. Exposición a radiación visible o luminosa. 4. Exposición a radiaciones de frecuencia extremadamente baja (campos electromagnéticos). 5. Exposición a microondas.
16. Agentes químicos	1. Riesgo por inhalación. 2. Riesgo por vía parenteral. 3. Riesgo por ingestión. 4. Riesgo por contacto con la piel o los ojos. 5. Riesgo por reacciones químicas peligrosas.
17. Sobreesfuerzo	1. Esfuerzos al empujar o tirar de objetos. 2. Esfuerzo por el uso de herramientas. 3. Movimientos bruscos. 4. Movimientos repetitivos. 5. Esfuerzos al levantar, sostener o manipular cargas. 6. Espacios de trabajo.

Interpretación de la tabla 6.1:

Las zonas sombreadas en la Situación de Riesgos son de NO se aplica o en desuso, ya que la cantidad de riesgos (por ejemplo para el riesgo 11 – Incendios - únicamente tenemos 11 riesgos posibles o reconocidos en esta instalación, con lo que las celdas que pueda haber a mayores se pone en sombreado.

Ejemplo:

Riesgo 10 (Explosiones).

Si se va a trabajar en una sala de baterías en una atmósfera explosiva, tendríamos que cubrir las casillas de situación de riesgos 1 con una X y así pasando por todos y cada uno de los riesgos que se prevén para el trabajo a realizar empezando con el riesgo nº 1 hasta el 17, cubriendo los que afecten y dejando en blanco los que no afecten.

Anexo 15. Sabías qué

1) Transformadores de medida y protección de alta tensión

Los transformadores de medida y protección de alta tensión, tanto los TI como los TT deben tener un punto de secundario puesto a tierra. En el caso de aislamiento entre el primario y secundario se provocaría un cortocircuito a tierra que haría actuar las protecciones del lado de alta tensión, limitando al mismo tiempo, las posibles tensiones de contacto, dependiendo de las características del sistema de puesta a tierra.

Las principales formas de conexión de los secundarios de los transformadores de medida a tierra son:

a) **Conexión serie:** La ventaja de esta forma de conexión es la menor longitud del cableado, sin embargo, presenta problemas de acoplamiento por existencia de impedancias comunes en la conexión a tierra. Produce interferencias electromagnéticas.

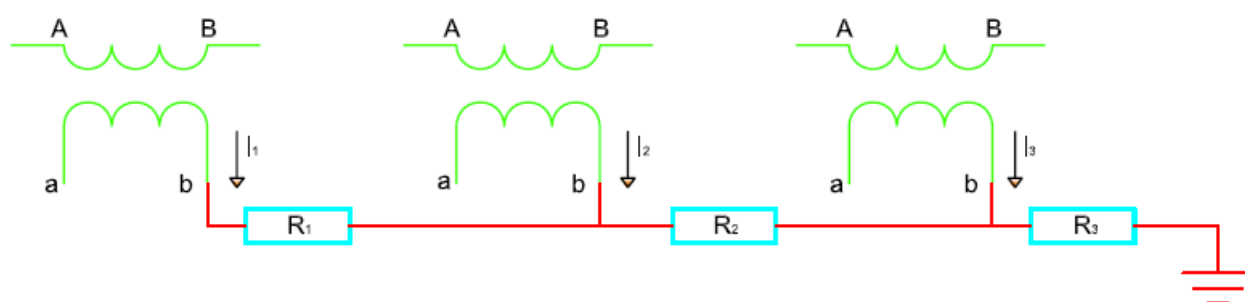


Figura A.257. Conexión en serie de los secundarios de un transformador de medida a tierra.

b) Conexión en paralelo

En esta conexión cada circuito secundario está recorrido por la corriente conducida debida al propio transformador que se conecta a tierra. Para altas frecuencias presenta problemas inductivos.

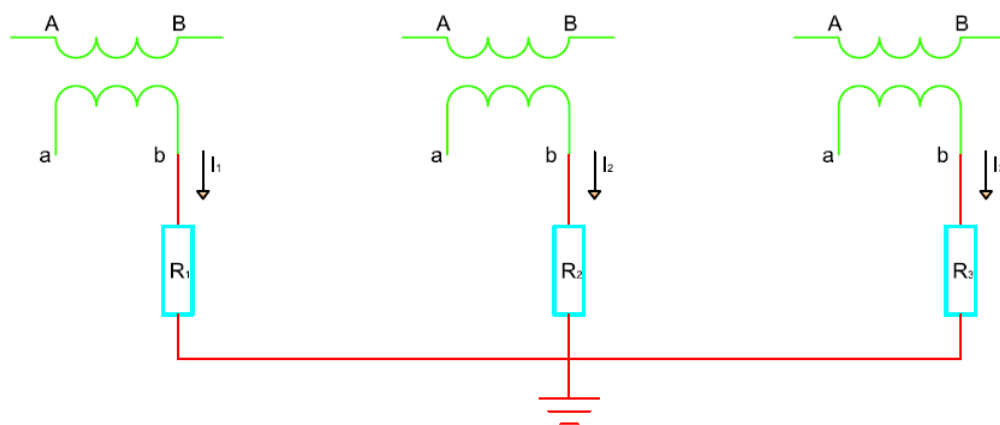


Figura A.258. Conexión en paralelo de los secundarios de un transformador de medida a tierra.

c) Conexión distribuida

Esta forma de conexión es una combinación de las dos anteriores que permite reducir las longitudes de los cables de conexión entre el secundario del transformador y el plano de tierra.

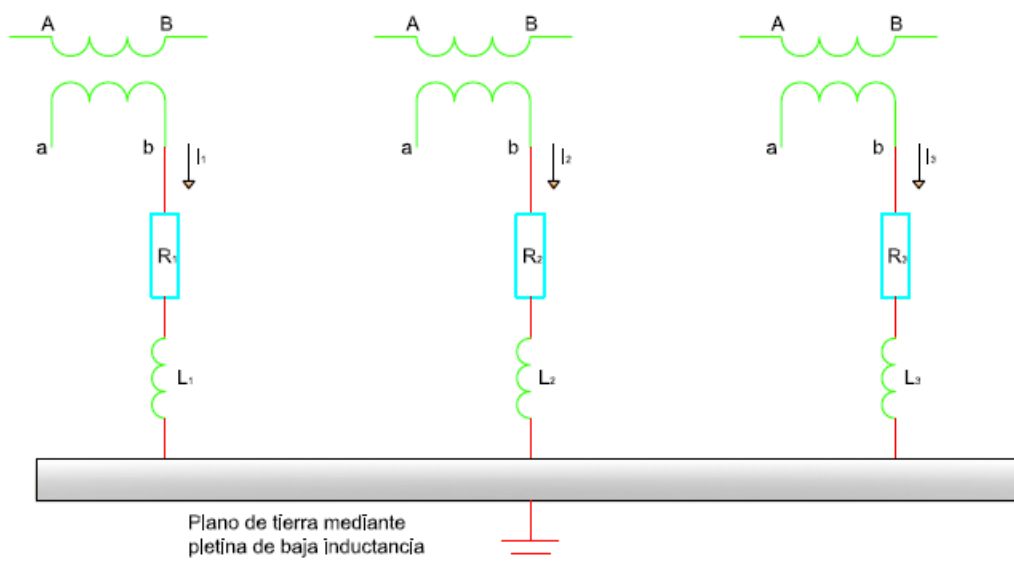


Figura A.259. Conexión distribuida de los secundarios de un transformador de medida a tierra.

2) Primer transformador de distribución con regulación de tensión en carga con accionamiento motorizado

Corte en regulación con interruptor de vacío.

Cuba: Hermética.

Refrigeración: ONAN (natural en aceite).

Dispositivo de protección: Ninguno, opcional DGPT2.

Funcionamiento del transformador de red local regulable:

Mediante el uso de un transformador de red local regulable, la tensión en la red de media tensión puede desacoplarse de la tensión de la red de baja tensión, de forma que toda la banda de tensión del $\pm 10\%$ esté disponible en la red de baja tensión. De este modo, en lugar del 3% en la red de baja tensión se dispone del 11% para el aumento de tensión mediante la alimentación de energías renovables. Esto corresponde a prácticamente una multiplicación de la capacidad, que favorece especialmente la alimentación a partir de instalaciones fotovoltaicas.

Por lo general, en cuanto un anillo de tensión media se equipa con transformadores de red local regulables, desde un punto de vista técnico también puede suprimirse la limitación de la alimentación en la tensión media a un aumento de tensión del 2% , puesto que ahora cada una de las estaciones de red local dispone mediante el transformador regulable de las capacidades técnicas para volver a regular la tensión en el margen exigido por la norma. De este modo, podría aumentarse masivamente sobre todo el potencial de absorción para instalaciones eólicas.



Figura 2.260. Primer transformador de distribución con regulación de tensión en carga con accionamiento motorizado. Fuente: Reinhausen.



Figura A.261. Regulador motorizado. Fuente: Reinhausen.



Figura A.262. Vista general del transformador de distribución con regulación en carga motorizado. Fuente: Reinhausen.