



MT 2.00.03
Edición 00
Fecha : Marzo, 2003


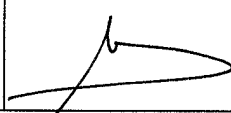
MANUAL TECNICO DE DISTRIBUCIÓN

NORMATIVA PARTICULAR PARA INSTALACIONES DE CLIENTES EN AT

NORMATIVO:

INFORMATIVO:

Promotor : **DITEC-NOMAM**

ORGANISMO	FECHA	FIRMA	ORGANISMO	FECHA	FIRMA
			NOMAM	20-03-03	
			DITEC	21.03.03	

NORMATIVA PARTICULAR PARA INSTALACIONES DE CLIENTES EN AT

ÍNDICE

		Página
0	INTRODUCCIÓN	2
1	OBJETO.....	2
2	CAMPO DE APLICACIÓN.....	3
3	REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES	3
4	TIPO DE ACOMETIDA DE LA RED ELÉCTRICA.....	3
5	TIPO DE INSTALACIÓN A UTILIZAR POR EL CLIENTE.....	4
6	APARAMENTA.....	4
6.1	Nivel de Aislamiento	4
6.2	Intensidades de cortocircuito	4
7	MEDIDA. ELEMENTOS Y ESQUEMAS	4
8	EJECUCIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN	5
8.1	Ejecución de la instalación	5
8.2	Puesta en marcha	5
9	PROTECCIONES.....	6
9.1	Protecciones en subestaciones	6
9.2	Protecciones en centros de transformación.....	7
10	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TIPO INTEMPERIE	12
10.1	Tipo de instalación.....	12
10.2	Situación de elementos de maniobra, protección y medida.....	12
11	CENTROS DE TRANSFORMACION TIPO INTERIOR	14
11.1	Tipo de instalación.....	14
12	SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS	16
12.1	Criterios de diseño de los servicios auxiliares.....	16
12.2	Criterios básicos de telecontrol.....	17
12.3	Criterios de diseño de control integrado.....	17
13	UBICACIÓN Y ACCESOS	19
14	CESIÓN DE EXPLOTACIÓN.....	19
15	PERTURBACIONES	20
	Anexo 1: Esquemas de tipo de acometida de la red eléctrica	21
	Anexo 2: Esquemas de CTC de tipo de instalación a utilizar por el cliente	24
	Anexo 3: Esquemas de STC de tipo de instalación a utilizar por el cliente.....	40
	Anexo 4: Relación de documentos de consulta.....	43
	Anexo 5: Glosario de las abreviaturas utilizadas y significado	44

0 INTRODUCCIÓN

El artículo 7 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación indica que “las empresas suministradoras de energía eléctrica podrán proponer especificaciones que fijan las condiciones técnicas que deben reunir aquellas partes de instalaciones de los consumidores que tengan incidencia apreciable en la seguridad, funcionamiento y homogeneidad de su sistema”.

En el MIE-RAT 19, apartado 3 del citado Reglamento Normas particulares, se indica que “Las empresas distribuidoras de energía, de acuerdo con lo previsto en el artículo 7º del Reglamento, podrán proponer normas particulares que cumpliendo siempre el presente Reglamento, consigan que las instalaciones privadas se adapten a la estructura de sus redes y las prácticas de su explotación, así como la debida coordinación de aislamiento y protecciones y facilitar el control y vigilancia de dichas instalaciones”. No obstante esta normativa no debe alterar el principio que debe estar presente en todas las actuaciones de Distribución de “Atender en condiciones de igualdad las demandas de nuevos suministros eléctricos y la ampliación de los existentes, con independencia de que se trate de suministros a tarifa o de acceso a las redes”, tal y como se indica en el apartado i) del artículo 41 del R.D. 1955/2000.

En la Orden del MIE del 10-3-2000, Nº 5737 Apartado 9, se indica que “Tales normas quedarán inscritas en los registros que a tal efecto se establezcan por los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, en caso de que se limiten a su ámbito territorial, o por el Ministerio de Industria y Energía, a propuesta del centro directivo competente en materia de Seguridad Industrial, en caso de aplicarse en más de una Comunidad Autónoma.

Un técnico competente de la empresa distribuidora, certificará el cumplimiento de estas normas particulares con las exigencias de seguridad reglamentarias establecidas. Asimismo, el organismo competente de la administración pública exigirá para el registro de las normas particulares un informe técnico emitido por un organismo cualificado e independiente”.

En esta normativa no se contemplan las instalaciones de autoprodutores.

1 OBJETO

El objeto de esta normativa es regular las características técnicas a que deben ajustarse las instalaciones de clientes alimentadas hasta 132 kV inclusive en el ámbito de distribución de Iberdrola. En este documento se recoge y ordena toda la normativa técnica existente en Iberdrola relativa a las instalaciones de clientes de modo que su unificación facilite, de acuerdo con el espíritu de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico:

La seguridad de las personas y las instalaciones

Las relaciones entre la Administración, Empresa y peticionarios, al especificar detalladamente los aspectos técnicos.

La mejora de la calidad del servicio a través de la regularidad en el suministro.

La unificación y facilidad de repuesto de los materiales utilizados.

Establecer la normalización adecuada para facilitar la inspección de las instalaciones, impedir una excesiva diversificación del material eléctrico y unificar las condiciones del suministro.

La optimización de las inversiones a realizar en las instalaciones eléctricas.

El cumplimiento de las obligaciones y derechos de la empresa Distribuidora Artículo 41 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

2 CAMPO DE APLICACIÓN

Este documento se aplicará a todas las nuevas instalaciones de clientes hasta 132 kV, a conectar a la red de distribución de Iberdrola.

3 REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES

Ley 54/1197 del Sector Eléctrico.

Reglamento de Puntos de Medida, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de Diciembre y modificado por el Real Decreto 385/2002 del 26 de Abril.

Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento de Puntos de Medida aprobadas por la Orden de 12 de Abril de 1999.

Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, aprobado por el Real Decreto 3275/1982 del 12 de Noviembre, publicado en el BOE del 1 de Diciembre de 1982.

Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación por la Orden del 5 de Julio de 1984 y sus correspondientes modificaciones y correcciones hasta la Orden del 10 de Marzo de 2000 , así como su corrección de errores publicados en el BOE del 18 de Octubre.

Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de AT aprobado por el Real Decreto 3151/1968 de 28 de Noviembre publicado en el BOE nº311 de 27 de Diciembre de 1968.

Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de las instalaciones de energía eléctrica.

4 TIPO DE ACOMETIDA DE LA RED ELÉCTRICA

El tipo de acometida depende de las siguientes variables (según Anexo 1):

- Tensión de suministro.
- Instalación aérea, subterránea ó mixta (aérea-subterránea)
- Simple o doble circuito.

5 TIPO DE INSTALACIÓN A UTILIZAR POR EL CLIENTE

Se consignan en el Anexo 2 los esquemas unifilares correspondientes a cada tipo de acometida.

En caso necesario, podrá adoptarse un esquema unifilar no contemplado en el Anexo 2, previo acuerdo entre el cliente e Iberdrola.

Los números funcionales de los distintos dispositivos, representados en dichos esquemas unifilares, están definidos en la norma NI 00.05.08.

6 APARAMENTA

6.1 Nivel de Aislamiento

El nivel de aislamiento asignado a la aparamenta de alta tensión, en función de las tensiones de suministros normalizados y de las tensiones previstas más elevadas para el material se muestran en la Tabla I.

TABLA I

Tensión eficaz kV		Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial Valor eficaz kV 1 min.		Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo Valor cresta (kV)	
Nominal de la red	Mas elevada para el ma- terial	A tierra y entre fases	A distancia de secciona- miento	A tierra y entre fases	A distancia de secciona- miento
≤ 20	24	50	60	125	145
30	36	70	80	170	195
45	52	95	110	250	290
66	72,5	140	160	325	375
132	145	275	315	650	750

6.2 Intensidades de cortocircuito

Se debe consultar a Iberdrola el punto de conexión y los valores de intensidades de cortocircuito y su duración prevista en dicho punto a efectos de selección de aparamenta y diseño de la instalación.

7 MEDIDA. ELEMENTOS Y ESQUEMAS

- Todos los clientes de AT pueden ejecutar a partir del 2000-07-01 el derecho de convertirse en consumidores cualificados, por lo que es de obligado cumplimiento que los equipos de medida se adapten a lo estipulado en el Real Decreto 2018/1997 “Reglamento Puntos de Medida” modificado por el Real Decreto 385/2002 y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) correspondientes.

Transformadores de medida

- Cumplirán con lo estipulado en el apartado 4.1 “Características de los Transformadores de medida” de la ITC’s del Reglamento Puntos de Medida.
- Cumplirán con las normas UNE-EN 60044-1 y UNE-EN 60044-2 cumplimentadas con lo indicado en las NI 72.50.01, 72.50.02, 72.54.01 y 72.54.02 en lo referente a características. Los transformadores de intensidad podrán ser de tipo toroidal cumpliendo las características eléctricas especificadas en la NI correspondiente.

Instalación e interconexión de transformadores de medida y protección

Cumplirán con lo estipulado en el apartado 4.2 “Instalación de los transformadores de medida” de las ITC’s del Reglamento Puntos de medida y con el apartado 2 de la ITC MIE-RAT 08 del Reglamento sobre Centrales eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

8 EJECUCIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN

8.1 Ejecución de la instalación

- La instalación será realizada por un instalador bajo la supervisión del técnico autor del proyecto, responsable de que la obra se adapte a dicho proyecto.
- La instalación de los contadores y registradores debe ser realizada por personal cualificado, esta cualificación debe ser reconocida por la empresa distribuidora. Iberdrola-Distribución ofrece en todos los casos su personal para desempeñar esta labor previa presentación y aprobación por parte del cliente del presupuesto correspondiente a la ejecución de los trabajos mencionados.

8.2 Puesta en marcha

El objeto de este apartado es definir los puntos a verificar de un proyecto así como de su instalación previamente a la puesta en marcha.

El Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación exige en su Artículo 11, la acreditación de la conformidad de la Empresa Eléctrica para conectar la instalación a su red.

Puntos de revisión del proyecto:

- Cumplimiento del esquema unifilar normalizado, según Anexo 2 ó Anexo 3.
- Elementos de maniobra y protección
 - Características de la aparamenta
 - Calibre de los fusibles y tarados de los relés de protección, según MT 2.13.40
 - Estudio de las tensiones de paso y contacto según MIE-RAT 13.
- Para el centro de seccionamiento de un centro de transformación
 - Acceso directo desde la vía pública
 - Separación física del resto del centro particular ó maniobras inaccesibles al cliente

Puntos de revisión de la instalación:

- Protocolo de ensayos de la aparata de AT y los transformadores de potencia, según normas aplicables de la MIE-RAT-02.
- Comprobar los enclavamientos según el esquema unifilar correspondiente.
- Toma de datos para introducir en Fichero de Iberdrola.
- En caso de que haya fuentes propias de energía (grupos electrógenos) ó complementarias, se deberán comprobar que existen enclavamientos, con el fin de evitar tensiones de retorno.
- Para el centro de seccionamiento de los centros de transformación
 - Acceso directo desde la vía pública
 - Separación física del resto del centro particular ó maniobras inaccesibles al cliente
- Para las subestaciones
 - Tarados y comprobación de la transferencia automática cuando exista.
 - Pruebas funcionales de control, protección y telecontrol de subestación en esquemas según circuitos de entrada y salida.
 - Pruebas de comunicaciones para el telecontrol, protecciones y telefonía.

Puntos de revisión de los equipos de medida:

- Protocolos de ensayos de transformadores de medida según UNE-EN 61044-1 y UNE-EN 60044-2.
- La sección de los circuitos de tensión e intensidad entre los transformadores de medida y los contadores deberá ser de 6 mm^2 ó superior de forma que la caída de tensión en la instalación de los transformadores de tensión sea inferior al 1 por mil y que la carga máxima de los cables en la instalación de transformador de intensidad sea inferior a 4VA.
- Bloque de pruebas
- Contadores y Regsitradores según ITC de Reglamento Puntos de Medida
- Precintado, según ITC de Reglamento Puntos de Medida

9 PROTECCIONES

9.1 Protecciones en subestaciones

Con carácter general, y en lo que sea de aplicación, se cumplirá con lo indicado en el MT 1.10.06.

Como criterio general, para potencias del transformador de potencia iguales o superiores a 10 MVA se instalará siempre con protección diferencial.

Los criterios para el ajuste de los relés de sobreintensidad en el lado de alta del transformador de potencia del cliente son los siguientes:

Relé de fase (50-51):

1. El arranque se ajustará en un 40% por encima de la potencia nominal del trafo.

2. El índice de tiempos se ajustará para mantener la selectividad con las protecciones de fase del lado de baja del trafo para un cortocircuito máximo en dicho lado (se considerará un tiempo de coordinación de al menos 0,5 seg.). Si no existiera protección en el lado de baja del trafo, la coordinación será con las protecciones de fase de las salidas de línea de baja.
3. El instantáneo deberá ajustarse por encima del valor de la corriente de inserción de los trafos de la instalación, y con el fin de mantener la selectividad con las protecciones de baja, por encima de la intensidad debida a un c.c. en el lado de baja (típicamente alrededor del 130% de la máxima intensidad de c.c.); así mismo el ajuste deberá estar por debajo de la I_{cc} del punto de conexión a la red.

Relé de tierra (50N-51N):

Con conexión en alta en triángulo:

1. El arranque se ajustará en un valor inferior al de arranque de tierra de la línea de cabecera (ST o STR), típicamente en 0,5 amperios en baja.
2. La curva utilizada será siempre INVERSA, según UNE EN 60.255-3, con el índice de tiempo $K=0,1$.
3. El instantáneo de tierra se ajustará a un valor superior al de desequilibrio producido por la diferente respuesta de energización de los t/i de su posición, aproximadamente a 4 veces la intensidad de arranque de tierra y a un valor inferior al de la corriente de cortocircuito a tierra del punto de conexión a la red.

Con conexión en alta en estrella y neutro puesto a tierra:

1. El arranque se ajustará por encima del arranque de los relés de tierra (67N) de las salidas de línea de alta y como mínimo al 70% de la intensidad nominal del trafo.
2. El índice de tiempo se ajustará para coordinarse con las protecciones de tierra de las salidas de línea de alta (se considerará un tiempo de coordinación de al menos 0,5 seg.). Caso de estar conectado el transformador a la línea en derivación, se coordinará con las protecciones de tierra del extremo remoto. La curva utilizada será INVERSA, según UNE EN 60.255-3. Un índice de $K=0,8$ suele ser adecuado.
3. La actuación instantánea será deshabilitada.

9.2 Protecciones en centros de transformación

9.2.1 Protección con fusibles. Las protecciones contra sobreintensidades por cortocircuitos podrán efectuarse por cortocircuitos fusibles que cumplirán con lo especificado en las NI 75.06.11 y NI 75.06.31 para los tipos de expulsión y limitadores respectivamente.

En el MT 2.13.40 se define el criterio de selección del calibre de los fusibles, tanto de expulsión como limitadores, empleados para la protección de centros de transformación de potencia igual o menor a 1000 kVA para niveles de tensión desde 11 hasta 30 kV. La

selección del calibre del fusible limitador será según Tabla 2 del MT 2.13.40. Para la selección del calibre de los fusibles de expulsión, se emplean las tablas 3 a 7 del mismo MT, según sea la tensión más elevada de la red.

9.2.2 Protección con relés e interruptor automático. Las protecciones contra sobreintensidades por sobrecargas y cortocircuitos podrán efectuarse por relés de sobreintensidad que accionen un interruptor.

Los criterios para el ajuste de los relés de sobreintensidad son los siguientes:

a) RELES DE SOBREINTENSIDAD PARA INTERRUPTORES AUTOMATICOS (Alimentación auxiliar y autoalimentados).

El objetivo será proteger la instalación, manteniendo la selectividad con las protecciones aguas arriba y aguas abajo.

Relé de fase (50-51):

1. El arranque se ajustará en un 40% por encima de la potencia instalada.
2. La curva utilizada será siempre la INVERSA según UNE EN 60.255-3, con un índice de tiempo o factor $K = 0.1$.
3. El instantáneo deberá ajustarse por encima del valor de la corriente de inserción de los trafos de la instalación, y para mantener la selectividad de las protecciones (automático BT) instaladas aguas abajo, por encima de la intensidad debida a un c.c. en el lado de baja; así mismo el ajuste deberá estar por debajo de la I_{cc} del punto de conexión a la red. Como criterio simplificado se ajustará a 22 veces la intensidad nominal del centro de transformación para potencias iguales o inferiores a 1000 kVA, y a 18 veces para el resto.

Relé de tierra (50N-51N):

- 1- El arranque se ajustará al 40% de la intensidad de arranque de fase, para potencias iguales o inferiores a 1000 kVA, y al 20% para las superiores.
- 2- La curva utilizada será siempre la INVERSA, según UNE EN 60.255-3, con el índice de tiempo o factor $K=0.1$.
- 3- El instantáneo de tierra se ajustará a 4 veces la intensidad de arranque de tierra.

Los tarados de las protecciones generales deben ser selectivos con los tarados de las protecciones individuales de cada transformador tanto para los disparos temporizados como instantáneos. Todos los criterios han sido realizados de forma simplificada, con la intención de agrupar criterios normalizando el tarado de protecciones para instalaciones de clientes. Es posible que a partir de 1500 kVA de potencia instalada no se tenga una correcta coordinación con los relés de cabecera, por lo que en estos casos se comprobará que los valores de arranque e instantáneos calculados tanto para el relé de fase como para el de tierra quedan por debajo de los correspondientes al relé de cabecera de línea.

RELES SOBREINTENSIDAD PARA INTERRUPTORES AUTOMATICOS

	Pot \leq 1000 kVA	Pot $>$ 1000 kVA
RELE DE FASE (50-51)		
TIPO DE CURVA	Inversa	Inversa
INDICE DE CURVA	0.1	0.1

TEMPORIZADO FASE	$I_{af}=1.4 \times I_n$	$I_{af}=1.4 \times I_n$
INSTANTANEO FASE	$22 \times I_n$	$18 \times I_n$

	Pot\leq1000 kVA	Pot$>$1000 kVA
RELE DE TIERRA (50N-51N)		
TIPO DE CURVA	Inversa	Inversa
INDICE DE CURVA	0.1	0.1
TEMPORIZADO TIERRA	$I_{at}=0.4 \times I_{af}$	$I_{at}=0.2 \times I_{af}$
INSTANTANEO TIERRA	$4 \times I_{at}$	$4 \times I_{at}$

- b) RELES DE SOBREINTENSIDAD PARA COMBINADO INTERRUPTOR - FUSIBLE.
Los combinados interruptores-fusible podrán tener relés de sobreintensidad asociados, quedando limitado su uso a potencias ≤ 1000 kVA.

El relé de fase será de actuación temporizada y protegerá la instalación contra sobrecargas, quedando los fusibles como protección contra cortocircuitos. El relé de tierra podrá ser de actuación temporizada e instantánea (tipo 1) o sólo de actuación instantánea (tipo 2).

Para evitar el riesgo de dar una orden de apertura por encima de la capacidad de corte del interruptor, la protección deberá disponer de un bloqueo de disparo para intensidades superiores a la capacidad de apertura del interruptor o bien existir una adecuada coordinación entre la curva de disparo del relé de sobreintensidad y la curva de fusión del fusible.

Relé de fase (51):

- El arranque y la curva se ajustarán como se indica en el apartado a).

Relé de tierra tipo 1 (50N-51N):

- El arranque, la curva y el instantáneo se ajustarán como en el apartado a).

Relé de tierra tipo 2 (50N):

- El instantáneo se ajustara al 40 % de la intensidad de arranque de fase.

RELES SOBREINTENSIDAD PARA COMBINADOS INTERRUPTORES-FUSIBLE

RELE DE DE FASE (51)	
TIPO DE CURVA	Inversa
INDICE DE CURVA	0.1
TEMPORIZADO FASE	$I_{af}=1.4 \times I_n$

	TIPO 1	TIPO 2
RELE DE DE TIERRA		
TIPO DE CURVA	Inversa	<i>No tiene</i>
INDICE DE CURVA	0.1	<i>No tiene</i>
TEMPORIZADO TIERRA	$I_{at}=0.4 \times I_{af}$	<i>No tiene</i>
INSTANTANEO TIERRA	$4 \times I_{at}$	$0.4 \times I_{af}$

I_n = Intensidad nominal equivalente a la potencia instalada.

I_{af} = Intensidad arranque de fase.

I_{at} = Intensidad arranque de tierra.

El tiempo máximo de disparo para los instantáneos será de 100 mseg.

Cuando no se disponga de relé de sobreintensidad, se pondrá un dispositivo térmico para protección de sobrecarga del transformador, salvo en los casos en los que no se prevean sobrecargas eventuales ó se disponga de un sistema de seguimiento de su evolución según establece el MIE-RAT-09.

TARADO DE RELÉS DE PROTECCIÓNRelés de sobreintensidad para interruptores automáticos en centros de transformación

Potencia CTC	630 Kva (**)					800 Kva (**)				
	11	13,2	15	20	30	11	13,2	15	20	30
Relé 50-51:										
Arranque	46 A	39 A	34 A	25 A	17 A	59 A	49 A	43 A	32 A	22 A
Curva	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Instantáneo	727 A	606 A	533 A	400 A	267 A	923 A	770 A	677 A	508 A	339 A
Relé 50N-51N:										
Arranque	18 A	15 A	13 A	10 A	7 A	23 A	19 A	17 A	13 A	9 A
Curva	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Instantáneo	72 A	60 A	52 A	40 A	28 A	92 A	76 A	68 A	52 A	36 A

Potencia CTC	1000 kVA (**)					1250 kVA				
	11	13,2	15	20	30	11	13,2	15	20	30
Relé 50-51:										
Arranque	73 A	61 A	54 A	40 A	27 A	92 A	76 A	67 A	50 A	34 A
Curva	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Instantáneo	1154 A	962 A	847 A	635 A	423 A	1181 A	984 A	866 A	650 A	433 A
Relé 50N-51N:										
Arranque	29 A	24 A	21 A	16 A	11 A	18 A	15 A	13 A	10 A	7 A
Curva	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Instantáneo	116 A	96 A	84 A	64 A	43 A	72 A	60 A	52 A	40 A	28 A

Potencia CTC	1500 kVA (*)					2000 kVA (*)				
	11	13,2	15	20	30	11	13,2	15	20	30
Relé 50-51:										
Arranque	110 A	92 A	81 A	61 A	40 A	147 A	122 A	108 A	81 A	54 A
Curva	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Instantáneo	1417 A	1181 A	1039 A	779 A	520 A	1889 A	1574 A	1385 A	1039 A	693 A
Relé 50N-51N:										
Arranque	22 A	18 A	16 A	12 A	8 A	29 A	24 A	21 A	16 A	11 A
Curva	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Instantáneo	88 A	72 A	64 A	48 A	32 A	116 A	96 A	84 A	64 A	44 A

(*) Para potencias iguales o superiores a 1500 kVA se asegurará que los valores de ajuste quedan por debajo de los correspondientes a los relés de cabecera.

(* *) Los transformadores indicados arriba se protegerán preferentemente mediante fusibles limitadores.

En el caso excepcional que se optara por utilizar interruptores automáticos, los tarados de sus protecciones serían los indicados.

10 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TIPO INTEMPERIE

10.1 Tipo de instalación

- Sobre apoyo
- Sobre el suelo

10.1.1 CTC sobre apoyo

Sólo se admitirá en instalaciones alimentadas con tensión igual o inferior a 30 kV y para potencias ≤ 100 kVA.

Los apoyos del CTC podrán estar constituidos por:

- a) Un apoyo metálico ó de hormigón definido en el apartado 5.1 MT 2.11.06 “Proyecto tipo para centros de transformación de intemperie sobre apoyo”.
 - Se dispondrá en cada apoyo cartel indicador de riesgo eléctrico.
 - Se adoptarán en los apoyos medidas antiescalamiento.
 - Las cimentaciones serán de hormigón.
 - Con objeto de aumentar la resistividad superficial, en el entorno de la cimentación del apoyo, cubriendo el espacio que ocupa la malla de tierra de protección, se instalará una capa de grava, aglomerado asfáltico o placa de hormigón para evitar tensiones de paso y de contacto peligrosas.

10.1.2 CTC sobre el suelo

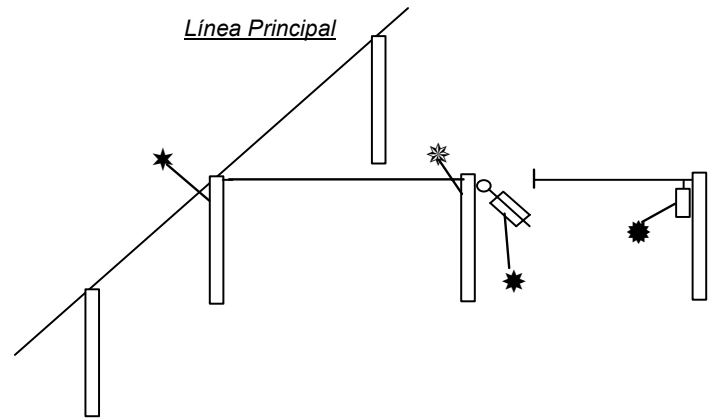
Se instalarán en parques vallados en su totalidad. Este vallado cumplirá con lo prescrito en MIE RAT-15 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

10.2 Situación de elementos de maniobra, protección y medida

En el límite de propiedad de las instalaciones del Cliente se situarán:

- a) Un dispositivo de protección y/o maniobra.
- b) El equipo de medida, si bien a petición del Cliente se podrán estudiar otras ubicaciones.
- c) Para los CTC sobre apoyo, los elementos de maniobra y protección se instalarán según lo indicado en los siguientes esquemas

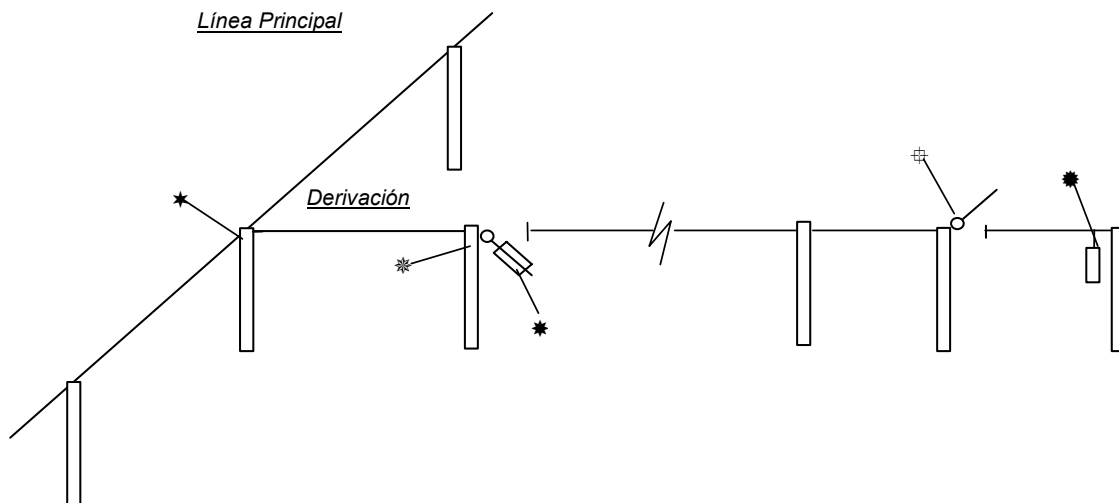
Esquema 1 – Elemento de maniobra y protección visible desde el Centro de Transformación



- ① Apoyo de derivación en la red de Iberdrola - Punto de entronque
- ② Cortacircuitos fusibles seccionadores de expulsión u otro tipo de protecciones según la tipología de la red afectada.
- ③ Transformador
- ④ Primer apoyo de la derivación propiedad del cliente

Esquema 2 – Elemento de maniobra y protección no visible desde el Centro de Transformación

La derivación alimenta a un CT desde el que no son visibles los elementos de protección . Tal como se exige en el Reglamento se deberán instalar, en el apoyo anterior al CT y que sean perfectamente visibles del mismo, unos seccionadores como elemento de maniobra.



- ① Apoyo de derivación en la red de Iberdrola - Punto de entronque
- ② Cortacircuitos fusibles seccionadores de expulsión u otro tipo de protecciones según la tipología de la red de la zona afectada.
- ③ Transformador
- ④ Primer apoyo de la derivación propiedad del cliente
- ⑤ Seccionador

11 CENTROS DE TRANSFORMACION TIPO INTERIOR

11.1 Tipo de instalación

11.1.1 Alimentación aérea. El límite de la propiedad vendrá definido por el primer apoyo después del entronque de la derivación al cliente, en donde se instalarán las protecciones correspondientes.

11.1.2. Alimentación subterránea. Empieza en las bornas de la caja o cajas terminales, siendo parte integrante del CTC los terminales para conectarlas y los puentes al seccionador o interruptor de entrada. También corresponde al CTC los soportes de las cajas terminales. En el caso de que la acometida del cliente proceda de un CT de Iberdrola, la celda de protección que es necesario instalar en el CT se considerará una instalación de extensión sujeta a los criterios establecidos en los artículos 45 y 47 del R. D. 1955/2000.

La conexión entre el CTC y la línea subterránea propiedad de Iberdrola será realizada por Iberdrola. Cuando la línea sea propiedad del cliente la conexión la realizará el propio cliente.

11.1.2.1 Alimentación subterránea en anillo. Cuando la alimentación a un CTC se realice a través de red subterránea en anillo de IBERDROLA, se instalará un conjunto de celdas (centro de seccionamiento), en un local del cliente (lonja o caseta). Este centro de seccionamiento estará formado por un conjunto con tres posiciones o por tres celdas prefabricadas bajo envolvente metálica, dos posiciones para la entrada y salida de las ramas del anillo de alimentación a la red general, y la tercera para la alimentación y seccionamiento de la instalación del cliente.

Se admiten dos soluciones para la ubicación de este centro de seccionamiento:

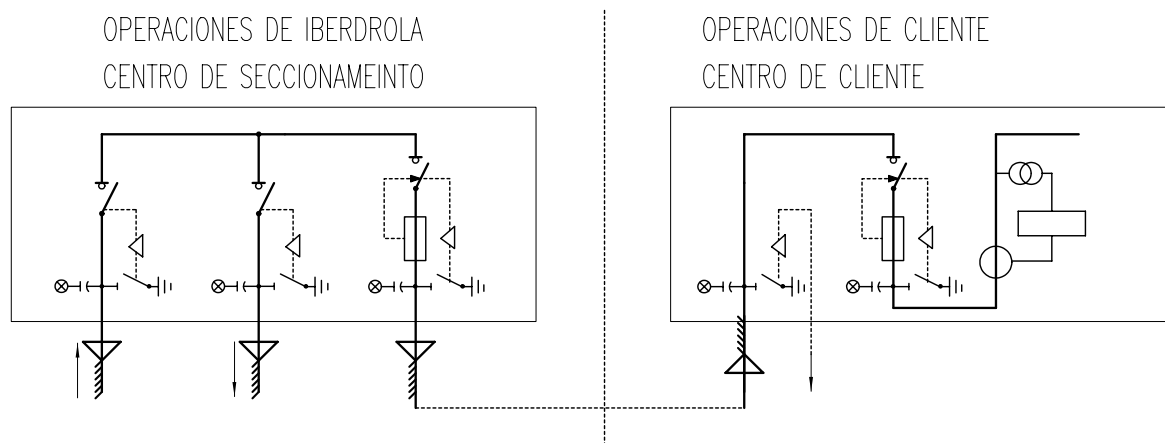
- Centro de seccionamiento independiente
- Celdas de maniobra en el centro particular

En ambos casos, los cables o ramas de la red de distribución que acometan a estas celdas, serán propiedad de Iberdrola.

11.1.2.1.1 Centro de seccionamiento independiente: Siempre que sea posible se adoptará la solución de instalar las celdas de maniobra en un Centro de seccionamiento independiente separadas físicamente del resto de las instalaciones del cliente y con acceso independiente. Cuando según lo establecido en el Artículo 45 del R. D. 1955/2000 sea el cliente quien realice a su costa la instalación del centro de seccionamiento lo cederá a Iberdrola para su explotación y mantenimiento.

Las celdas para la maniobra de la alimentación serán prefabricadas bajo envolvente metálica y con aislamiento en SF6 según NI 50.42.11, se instalarán separadas físicamente del resto de la instalación del cliente y tendrán acceso libre e independiente desde la vía pública. Pueden estar ubicados en un edificio independiente o en un edificio de otros usos.

Su esquema responderá al tipo 2L1P.



11.1.2.1.2 Celdas de maniobra en el centro de transformación del cliente: Cuando no sea posible la solución anterior y el centro del cliente se encuentre próximo a la vía pública se podrá admitir como caso excepcional que las celdas de maniobra vayan instaladas en el centro del cliente.

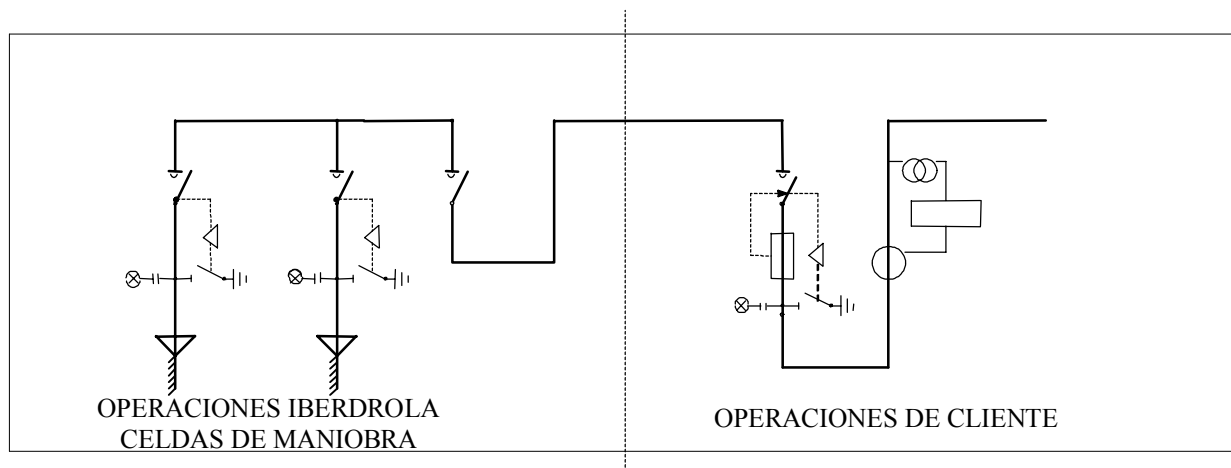
Este conjunto de celdas de maniobra está formado, cuando sea un anillo de un solo circuito, por dos celdas prefabricadas bajo envoltorio metálica, para la entrada y salida de las dos ramas del anillo de alimentación, estas celdas tendrán la misma capacidad del anillo del que se alimentan, cada una de ellas dispondrá de un elemento de interruptor – seccionador y seccionador de puesta a tierra.

Además de estas celdas se instalará un interruptor-seccionador tripolar conectado al embarrado común de las dos celdas anteriores, y que será el elemento de paso al resto de la instalación del cliente.

Cuando el centro de transformación este situado en zonas de contaminación alta y muy alta, según la definición de la norma EN 60.071-2, las celdas para la maniobra de la alimentación serán prefabricadas bajo envoltorio metálica y con aislamiento en SF6.

Iberdrola tendrá acceso directo y permanente desde la vía pública a las celdas de entrada y salida de la red, y a la del interruptor – seccionador de paso, pero no el cliente.

CENTRO TRANSFORMACION DEL CLIENTE



12 SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS

12.1 Criterios de diseño de los servicios auxiliares

General

Todas las Subestaciones con acometida simple circuito, entrada y salida, dispondrán de Servicios Auxiliares de c.c. y c.a., puesto que las posiciones de entrada y salida y las barras pasan a explotación de Iberdrola.

Criterios básicos

El diseño de los Servicios Auxiliares en un Proyecto de Subestación es pieza clave dada la importancia que tiene no quedarse en un momento dado, bien sea sin alimentaciones de circuitos de control o de fuerza para accionamiento de seccionadores o determinados circuitos que puedan resultar esenciales en la operación de una Subestación. De ahí la importancia que tiene efectuar un buen diseño de los llamados Servicios Auxiliares.

Se han considerado dos tipos de Servicios Auxiliares:

- Servicios Auxiliares de 380-220 V de c. alterna
- Servicios Auxiliares de 125 V de c. continua

12.1.1 Servicios auxiliares de 380-220 V de c.a. No se utilizará c.a. para los sistemas de protección y control. Se han considerado únicamente los siguientes tipos:

- Doble alimentación trifásica y Grupo Electrógeno
- Doble alimentación trifásica

Criterios de aplicación.- Los criterios que definen para cada instalación el tipo de Servicios Auxiliares de C.A. que le corresponde son los siguientes:

1) Doble alimentación trifásica y grupo electrógeno.

- Se emplearán en subestaciones conectadas a líneas fundamentales que intervienen en el proceso de reposición de tensión. Iberdrola indicará al cliente si la línea de alimentación es fundamental para la explotación del servicio eléctrico.

La potencia del transformador de Servicios Auxiliares vendrá determinada fundamentalmente por los consumos previstos.

2) Doble alimentación trifásica

- Aplicable al resto de las Subestaciones no incluidas en el caso anterior.

12.1.2 Servicios auxiliares de 125 V de c.c. Se utilizara para los sistemas de protección y control.

Se ha considerado exclusivamente la dotación de doble equipo Rectificador + Batería.

La capacidad de la batería vendrá determinada en función del tipo de instalación.

12.2 Criterios básicos de telecontrol

General

Todas las subestaciones con acometida simple circuito, entrada y salida, serán adaptadas para poder ser telecontroladas desde los Centros de Control de Iberdrola, en lo referente a las posiciones de entrada y salida así como las barras. Dichas posiciones son las que pasan a Iberdrola para su explotación.

Criterios básicos

Cada instalación debe disponer de:

- Topología: Posición abierto/cerrado de Interruptores y seccionadores de barras.
- Conectado/desconectado de dispositivos.
- Medidas: Instantáneas: Potencia activa/reactiva de posiciones, líneas, transformadores, etc.
- Contadores: Energía activa y reactiva, entrada y salida de transformadores y determinadas líneas.
- Tensiones de barras y posiciones eléctricas.
- Alarmas: Urgente/No urgente de posiciones eléctricas y dispositivos.
- Actuaciones: De protecciones, disparo definitivo, localizadores de faltas, etc.
- Ordenes: Sobre interruptores y seccionadores de barras (abrir/cerrar), sobre dispositivos (conectar/desconectar).

12.3 Criterios de diseño de control integrado

General

En todas las Subestaciones con acometida simple circuito, entrada y salida, se instalará un control digital de las posiciones de entrada y salida así como las barras. Dichas posiciones pasan a Iberdrola para su explotación.

Criterios básicos

El sistema integrado de protección y control (SIPCO) será de tecnología digital y configuración distribuida, formado por una unidad de control de subestación (UCS) y varias unidades de control de posición (UCP).

Dentro de un sistema SIPCO podrán existir diferentes tipos de unidades de control de posición (UCP's), dependiendo de las características del elemento de potencia que controlan. Se estará considerando como UCP's las unidades que están integradas dentro de la red de comunicaciones del SIPCO a saber:

- 1.- UCP's que incorporan las funciones de protección, control y medida completas de una posición. (Como ejemplo serán los terminales de media tensión con protecciones de sobreintensidad)
- 2.- UCP's con funciones de mando, y medida exclusivamente. (Por ejemplo las correspondientes a las posiciones de AT de una Subestación.)
- 3.- UCP's con funciones de automatismo tanto correspondientes a una posición como a varias. (Por ejemplo el regulador de tensión de un transformador.)
- 4.- UCP's con funciones de protección exclusivamente. (Como ejemplo estarían las protecciones de AT específicas de un fabricante y normalizadas por Iberdrola que pudieran comunicar a través del protocolo de comunicaciones del SIPCO.)

Las funciones principales de la/s unidades de control de subestación serán las siguientes:

- Mando y Señalización de todas las posiciones de la subestación.
- Ejecución de Automatismos de nivel general a nivel subestación.
- Presentación y Gestión de las alarmas del sistema.
- Gestión de las comunicaciones con el sistema de Telecontrol.
- Gestión de las comunicaciones con todas las unidades de control de posición.
- Gestión de periféricos: teclado de operación, impresora, etc..
- Gestión de informes.
- Gestión de comunicaciones con un centro remoto de adquisición de información a través de RTC.

Las funciones principales de las unidades de control de posición UCP serán las siguientes:

- Mando y señalización local y remota de los dispositivos asociados a la posición (interruptores, seccionadores, etc.)
- Adquisición de las entradas digitales procedentes de campo asociadas a la posición.
- Medida de valores analógicos (tensión, potencias, intensidades) etc. directamente desde los secundarios de los Tt's y Ti's de medida, ó desde las salidas de convertidores de medida.
- Protección de la posición para aquellas UCP's totalmente integradas (caso de STR's)

- Adquisición de las entradas digitales correspondientes a las protecciones (para aquellas UCP's no totalmente integradas).
- Adquisición de las indicaciones y señalizaciones de las protecciones para todas aquellas UCP's que no estén totalmente integradas.
- Gestión del display local incluido dentro del módulo de mando de reserva de la propia UCP.

Constructivamente se pretende disponer los diferentes elementos integrantes del SIPCO de la siguiente forma:

- Un armario central sobre el que se instale el equipamiento general de subestación (UCS, pantallas de mando, equipamiento principal de comunicaciones tanto local como de telemando, etc.)
- Las diferentes UCP's instaladas sobre los compartimentos de control de las celdas de MT y AT en caso de existir, o sobre los propios bastidores de protecciones, con objeto de no necesitar estructuras adicionales para la ubicación de las UCP's.

El SIPCO podrá estar integrado por una UCS de un fabricante determinado y una o varias UCP's de fabricantes y suministradores diferentes, por lo que el criterio de intercambiabilidad de equipos se considerará como un criterio primordial.

Atendiendo a esta intercambiabilidad de equipos, se empleará el protocolo de comunicaciones PROCOME.

13 UBICACIÓN Y ACCESOS

La instalación debe estar a salvo de inundaciones. En el caso de terrenos inundables, el suelo de la instalación debe estar a 0,20 cm por encima del nivel más alto alcanzado por el agua. Deberá disponerse un drenaje adecuado.

El acceso a la instalación será directo y fácil permitiendo la entrada con medios mecánicos. La puerta de acceso a la subestación deberá estar libre de objetos que puedan dar lugar a accidentes ó interrumpen la salida en caso de emergencia, según MIE-RAT 14 del Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y sea accesible al personal de Iberdrola en cualquier momento.

Dispondrá de una cerradura, cuya llave estará a disposición de Iberdrola, para realizar trabajos de explotación de la red, cuando sea necesario.

14 CESIÓN DE EXPLOTACIÓN

En caso de STC el cliente cederá las posiciones de entrada y salida de AT en simple circuito para su explotación, a Iberdrola, según se establece en el art. 45 del RD 1955/2000.

Iberdrola, como responsable de la explotación, mantendrá dichas posiciones de entrada y salida.

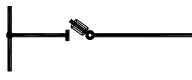
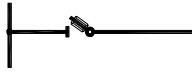
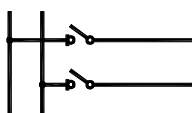
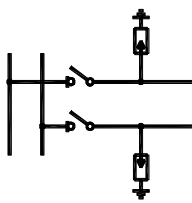
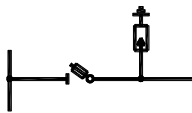
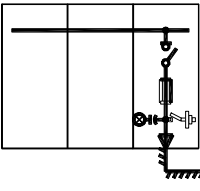
15 PERTURBACIONES

Se cumplirá con los contenidos de los artículos 5º y 6º del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (R.D. 3725/1982), sobre compatibilidad en otras instalaciones y perturbaciones en los sistemas de comunicaciones y similares.

Asimismo los apartados y elementos de las instalaciones cumplirán los requisitos relativos a perturbaciones eléctricas establecidos en las normas de obligado cumplimiento de la MIE-RAT-02.


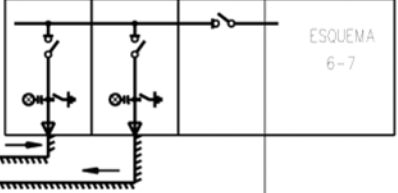
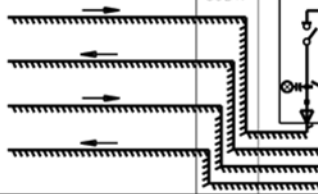
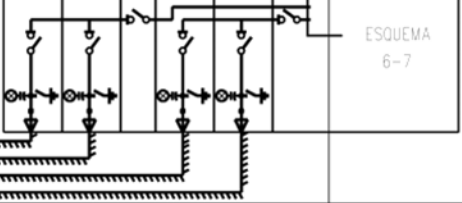
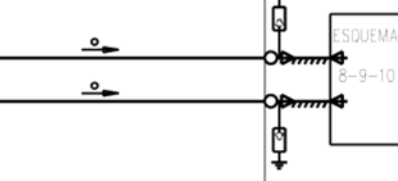
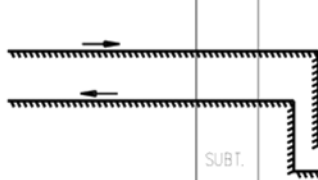
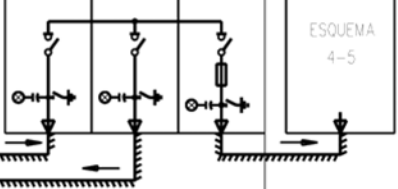
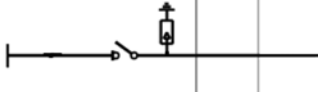
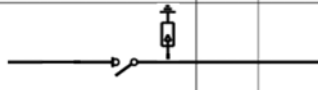
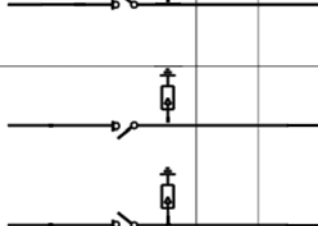
SIMBOLOGIA Y ESQUEMAS UNIFILARES. ENCLAVAMIENTOS.

Linea aerea		Interruptor-seccionador	
Poste de linea aerea		Pasamuros	
Cable subterraneo		Contactador	
Pararrayos de resistencia variable		Interruptor-seccionador combinado con fusibles	
Terminal de cable		Interruptor-seccionador asociado con fusibles	
Seccionador conmutador de líneas		Enclavamiento mecanico	
Fusible		Elemento capacitivo detector de tension	
Fusible de expulsion		Lampara de señal	
Interruptor automatico de A. T. y M. T.		Conexion	
Seccionador de puesta a tierra		Cruce	
Transformador de potencia		Sentido de actuacion de una orden	
Transformador de intensidad		Elemento enclavado	
Transformador de tension		Seccionador P. T. con enclavamiento por cerradura en la posicion de cerrado	
Seccionador		Seccionador P. T. con enclavamiento por cerradura en la posicion de abierto	
Aparato no enclavado (llave prisionera)		Interr. con enclav. por cerr. en la posicion de cerrado	
Aparato enclavado (la llave se puede extraer)		Interr. con enclav. por cerr. en la posicion de abierto	
Puerta con enclavamiento en la posicion cerrada		Interr. automatico de B.T. con enclavamiento para cerradura en la posicion de cerrado	
Puerta con enclavamiento en la posicion abierta		Interruptor automatico extraible	
Llave en la cerradura		Transformador de tension con dos secundarios	
Transformador de potencia con regulacion en A.T.			

CUADRO RESUMEN TIPOS DE CONEXIONES A RED, ESQUEMAS C.T.C. Y S.T.C.								
TENSION KV	ACOMETIDA Nº	CIRCUITO DE ID	LINEA DE RED ID	FORMA DE INTEGRACION A LA RED DE ID	LINEA DE ACOMETIDA AL C.T.C.	ESQUEMA DEL C.T.C.		TIPO DEL C.T.C.
						CELDA UTILIZACION ID/LINEA ESQUEMA	CELDA PARA UTILIZACION CLIENTE	
* ≤66	1	SIMPLE	AEREA		AEREA		ESQUEMA 1-2-3	INTERPERIE
≤30	2	SIMPLE	AEREA		AEREA		ESQUEMA 4-5	INTERIOR
** ≤66	3	DOBLE	AEREA		AEREA		ESQUEMA 11-12-13 14-15-16	INTERPERIE
** ≤30	4	DOBLE	AEREA		SUBT.		ESQUEMA 8-9-10	INTERIOR
≤30	5	SIMPLE	AEREA		SUBT.		ESQUEMA 4-5	INTERIOR
≤30	6	SIMPLE	SUBTER.	 AMPLIACION DE C.T DE ID	SUBT.		ESQUEMA 4-5	INTERIOR

* En la acometida Nº 1 se han representado fusibles de expulsión como forma de integración a la red de ID en redes hasta 30 kV Para redes de 45 kV y 66 kV se colocarán seccionador en carga.

** En las acometidas Nº 3,4 y 9 se han representado, como forma de integración a la red de ID seccionadores en carga.

CUADRO RESUMEN TIPOS DE CONEXIONES A RED, ESQUEMAS C.T.C. Y S.T.C.								
TENSIÓN KV	ACOMETIDA Nº	CIRCUITO DE ID	LINEA DE RED ID	FORMA DE INTEGRACION A LA RED DE ID	LINEA DE ACOMETIDA AL C.T.C.	ESQUEMA DEL C.T.C.		TIPO DEL C.T.C.
						CELDA UTILIZACION ID/LINEA ESQUEMA	CELDA PARA UTILIZACION CLIENTE	
<30	7	SIMPLE	SUBTER.		SUBT.		ESQUEMA 6-7	INTERIOR
<30	8	DOBLE	SUBTER.		SUBT.		ESQUEMA 6-7	INTERIOR
**	<66	9	DOBLE	AEREA	AEREA		ESQUEMA 8-9-10	INTERIOR
<30	10	SIMPLE	SUBTER.		SUBT.		ESQUEMA 4-5	INTERIOR
66/ 44/ 30	11	SIMPLE	AEREA				ESQUEMA 17	INTEMPERIE
132/ 66***	12	SIMPLE	AEREA				ESQUEMA 18	INTEMPERIE
132/ 66/ 44/ 30	13	DOBLE	AEREA				ESQUEMA 19	INTEMPERIE

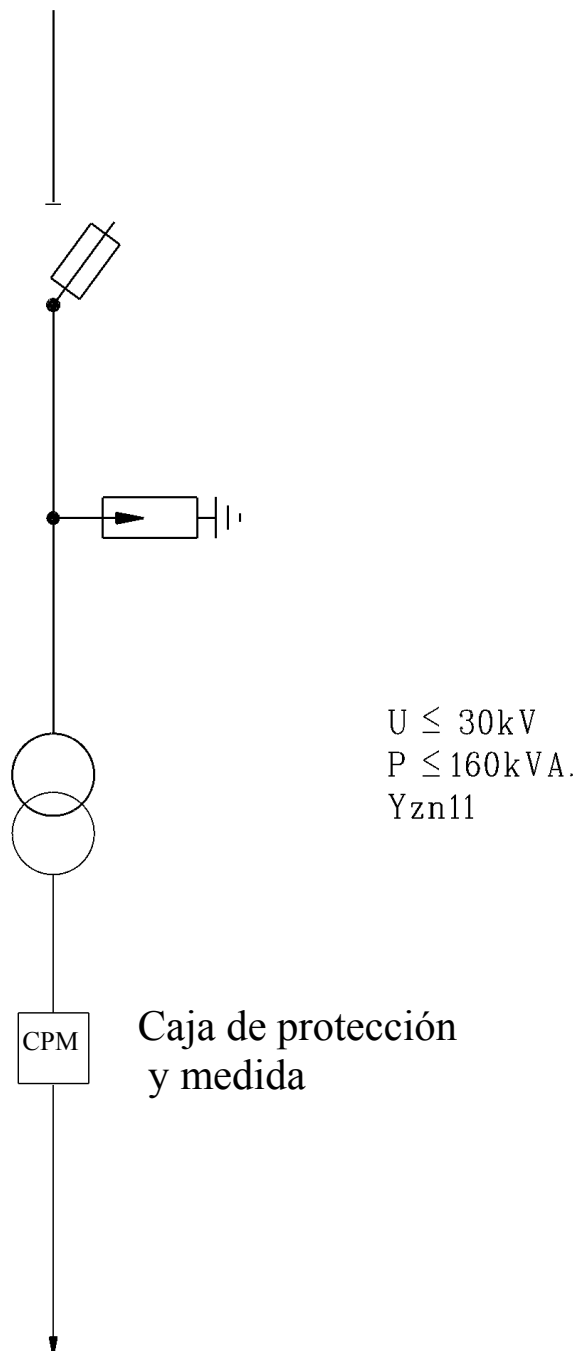
*** 66 kV Comunidad Valenciana y Región de Murcia

ACOMETIDA TIPO 1

ESQUEMA "1":

CTC sobre apoyo en M.T.
Medida en B.T.
Fin de línea. 1 transformador

-ESQUEMA BÁSICO-

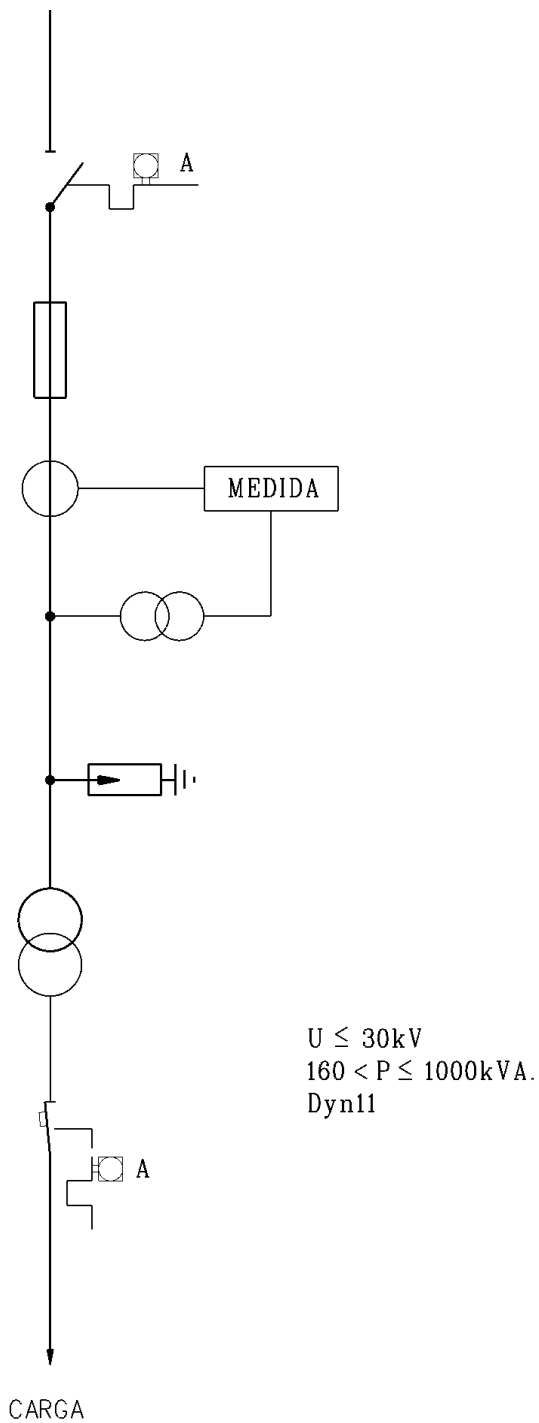


ACOMETIDA TIPO 1

ESQUEMA "2" :

CTC tipo intemperie.
Medida en A.T.
Fin de línea.
Un transformador.

-ESQUEMA BÁSICO-

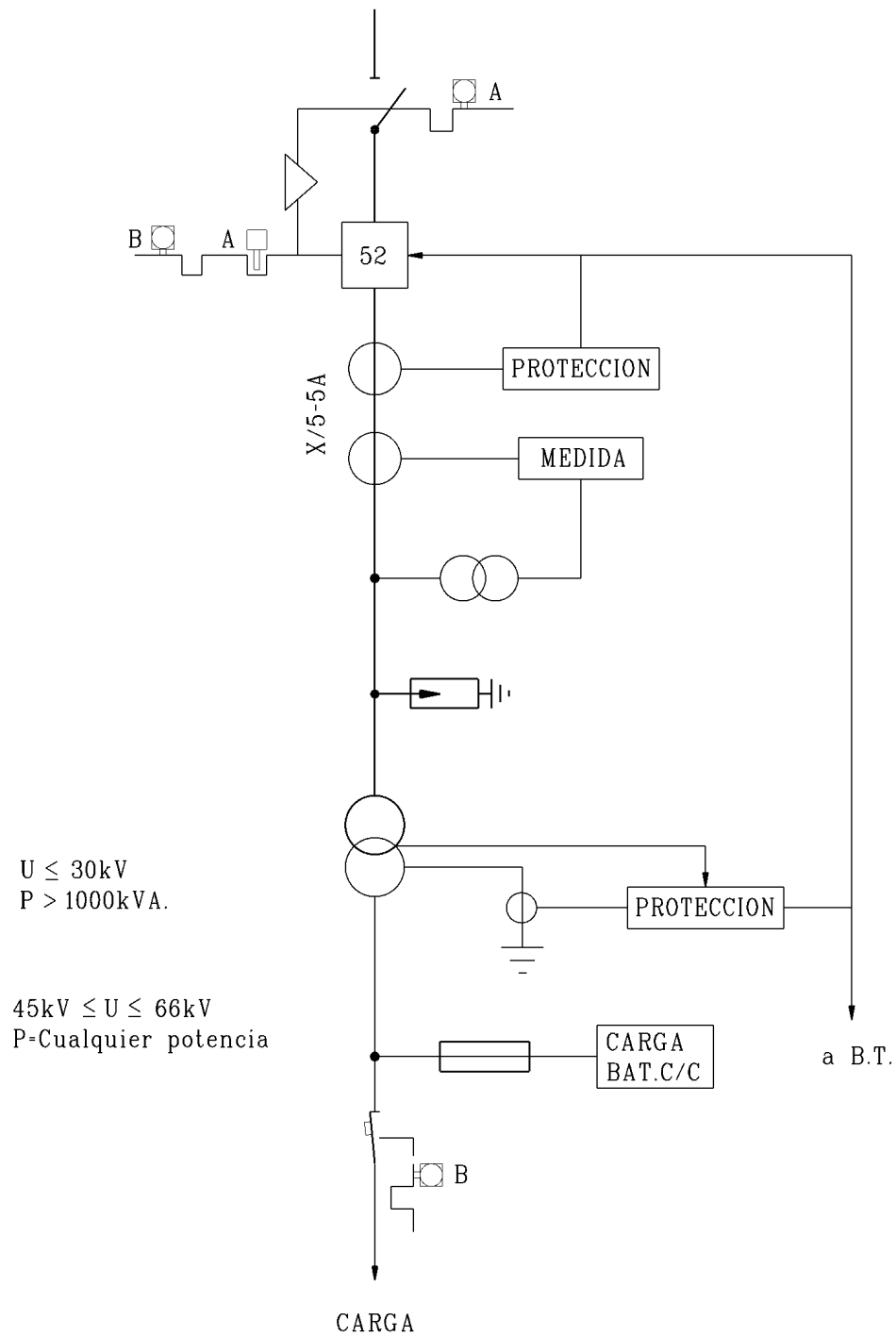


ACOMETIDA TIPO 1

ESQUEMA "3":

CTC tipo intemperie.
Medida en A.T.
Fin de línea.
Un transformador.

-ESQUEMA BÁSICO-

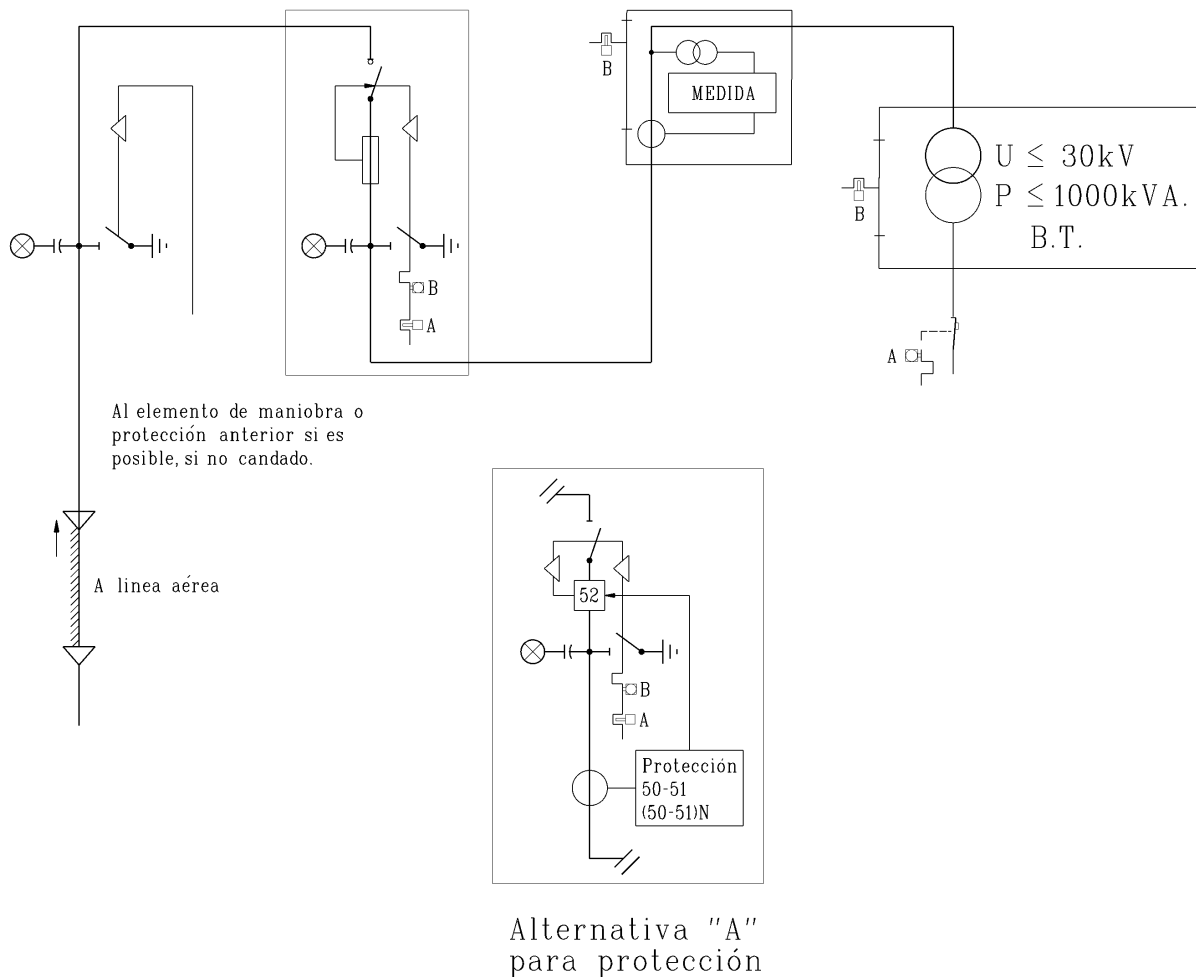


ACOMETIDAS TIPOS 2-5-6-10

ESQUEMA "4":

CTC tipo interior.
Medida en M.T.
Fin de línea.
Un transformador.

-ESQUEMA BÁSICO-

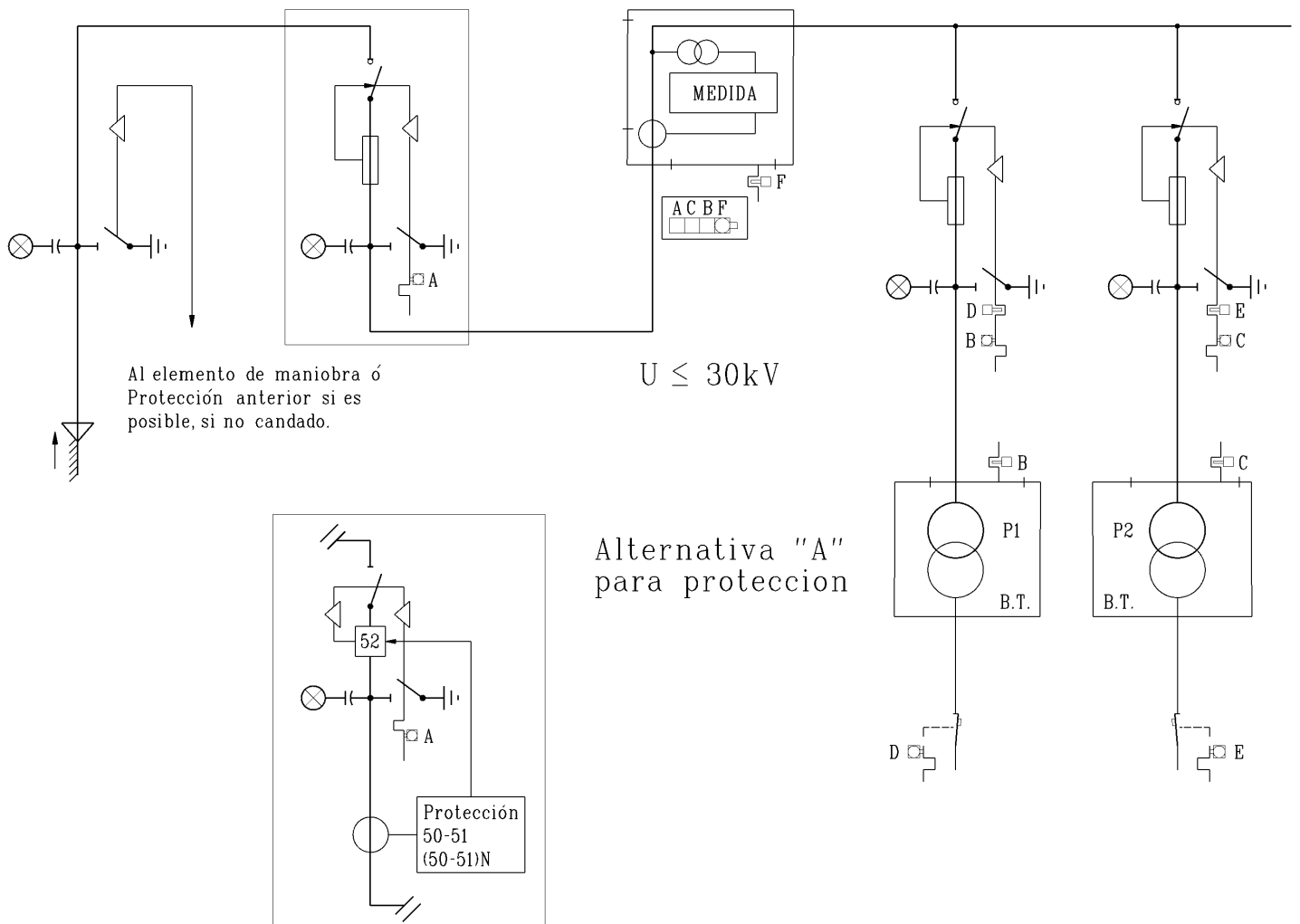


- Para potencia del transformador igual o menor que 1000 kVA se empleará la protección del esquema básico. Para potencias superiores, se utilizará la alternativa "A"

ACOMETIDAS TIPOS 2-5-6-10

ESQUEMA "5":

CTC tipo interior.
Medida en M.T.
Fin de línea.
Varios transformadores.

-ESQUEMA BÁSICO-

-La protección individual de cada transformador se realizará según el esquema básico si $P1 \leq 1000\text{kVA}$. y $P2 \leq 1000\text{kVA}$. Cuando un transformador supere dicha potencia, su protección individual se realizará según la alternativa "A".

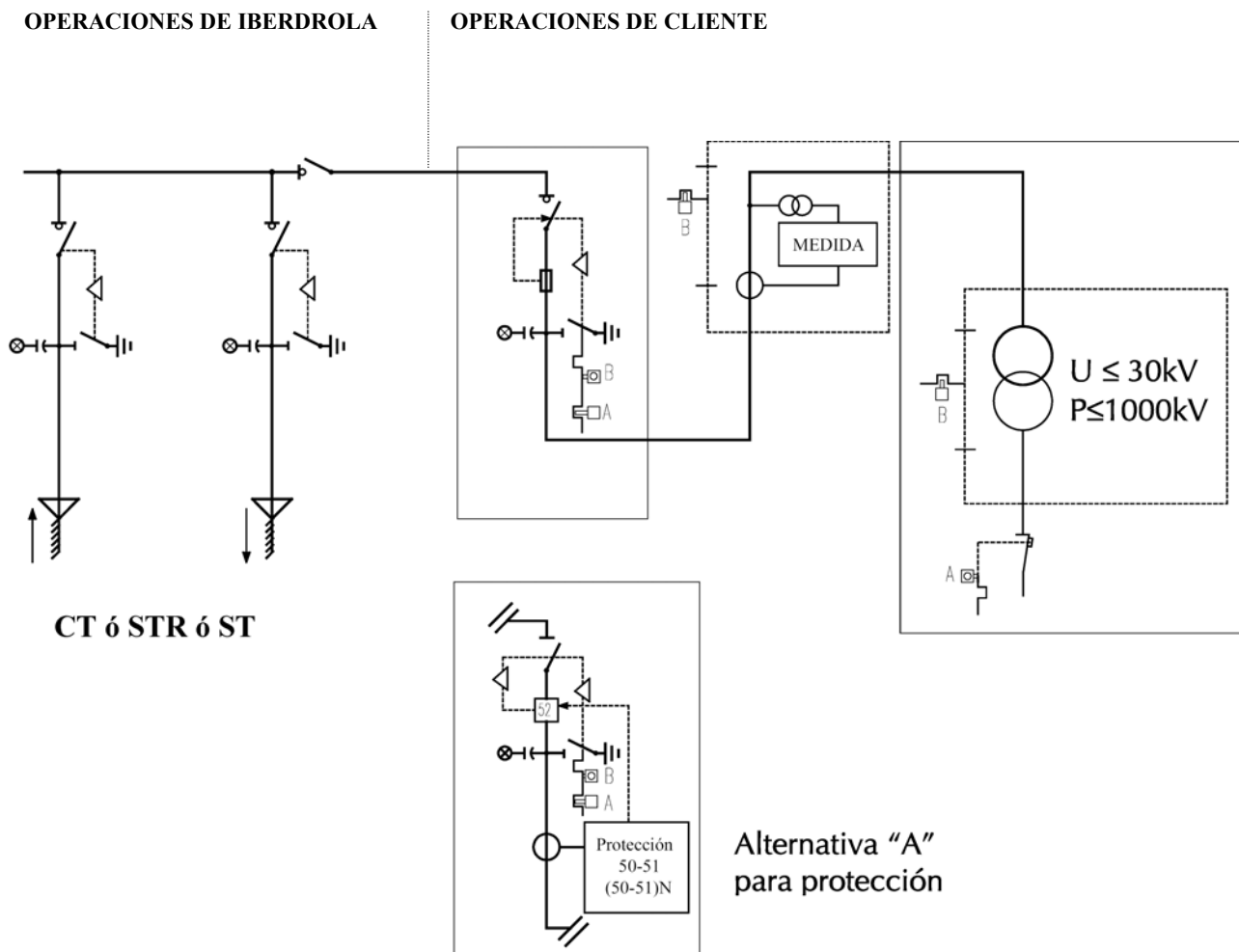
-La protección general de la instalación se realizará según el esquema básico si la potencia total ($P1+P2$) es $\leq 1000\text{kVA}$. Si ($P1+P2$) fuera superior a 1000kVA , la protección general se realizará según la alternativa "A".

ACOMETIDAS TIPOS 7-8

ESQUEMA "6":

CTC tipo interior.
Medida en M.T.
Alimentación en anillo ó doble anillo.
Un transformador.

-ESQUEMA BÁSICO-



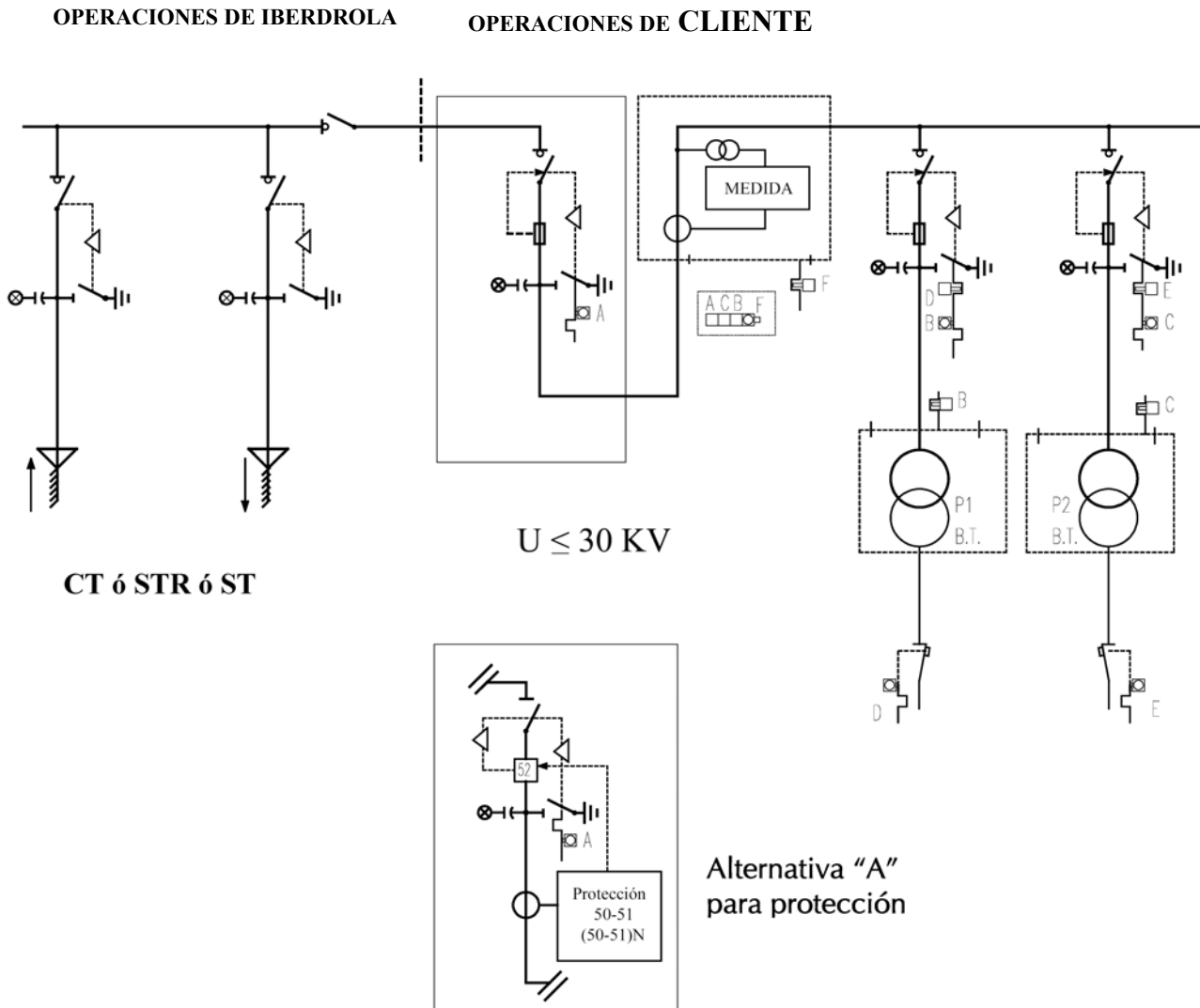
-Para potencia del transformador igual o menor que 1000 kVA se empleará la protección del esquema básico. Para potencias superiores, se utilizará la alternativa "A"

ACOMETIDAS TIPOS 7-8

ESQUEMA "7":

CTC tipo interior.
Medida en M.T.
Acometida en anillo ó doble anillo.
Varios transformadores.

-ESQUEMA BÁSICO-



-La protección individual de cada transformador se realizará según el esquema básico si $P1 \leq 1000 \text{ kVA}$. y $P2 \leq 1000 \text{ kVA}$. Cuando un transformador supere dicha potencia, su protección individual se realizará según la alternativa "A".

-La protección general de la instalación se realizará según el esquema básico si la potencia total ($P1+P2$) es $\leq 1000 \text{ kVA}$. Si ($P1+P2$) fuera superior a 1000 kVA , la protección general se realizará según la alternativa "A".

ACOMETIDAS TIPOS 4-9

ESQUEMA "8":

CTC tipo interior.

Medida en M.T.

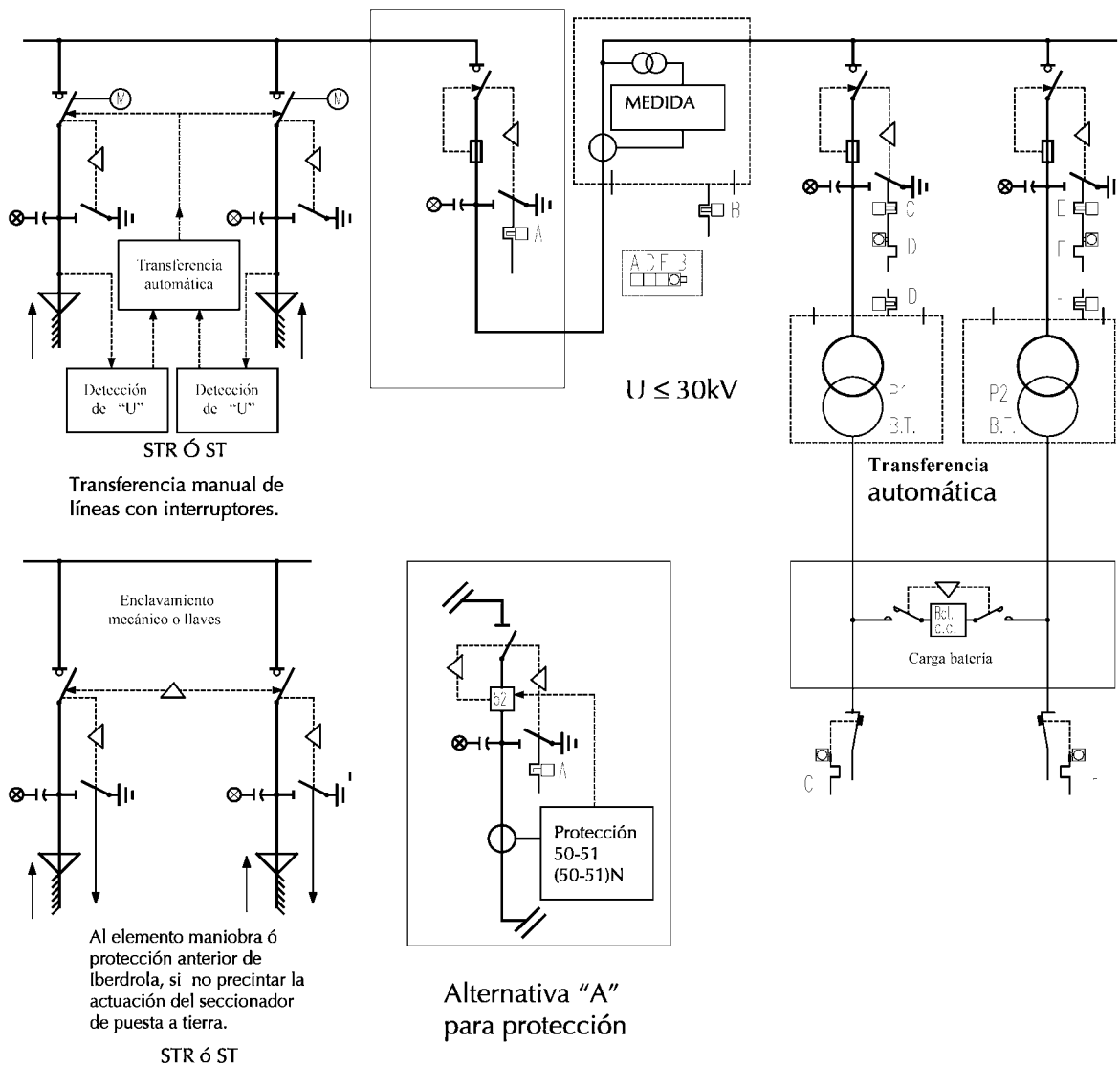
Alimentación doble circuito.

Transferencia de líneas manual ó automática con interruptores.(1)

Fin de línea.

Varios transformadores.

ESQUEMA BÁSICO-



- La protección individual de cada transformador se realizará según el esquema básico si $P1 \leq 1000\text{kVA}$. y $P2 \leq 1000\text{kVA}$. Cuando un transformador supere dicha potencia, su protección se realizará según la alternativa "A".

- La protección general de la instalación se realizará según el esquema básico si la potencia total ($P1+P2$) es $\leq 1000\text{kVA}$. Si ($P1+P2$) fuera superior a 1000kVA , la protección general se realizará según la alternativa "A".

(1)- Transferencia manual es alternativa a la automática, nunca las dos a la vez.

ACOMETIDAS TIPOS 4-9

ESQUEMA "9":

CTC tipo interior.

Medida en M.T.

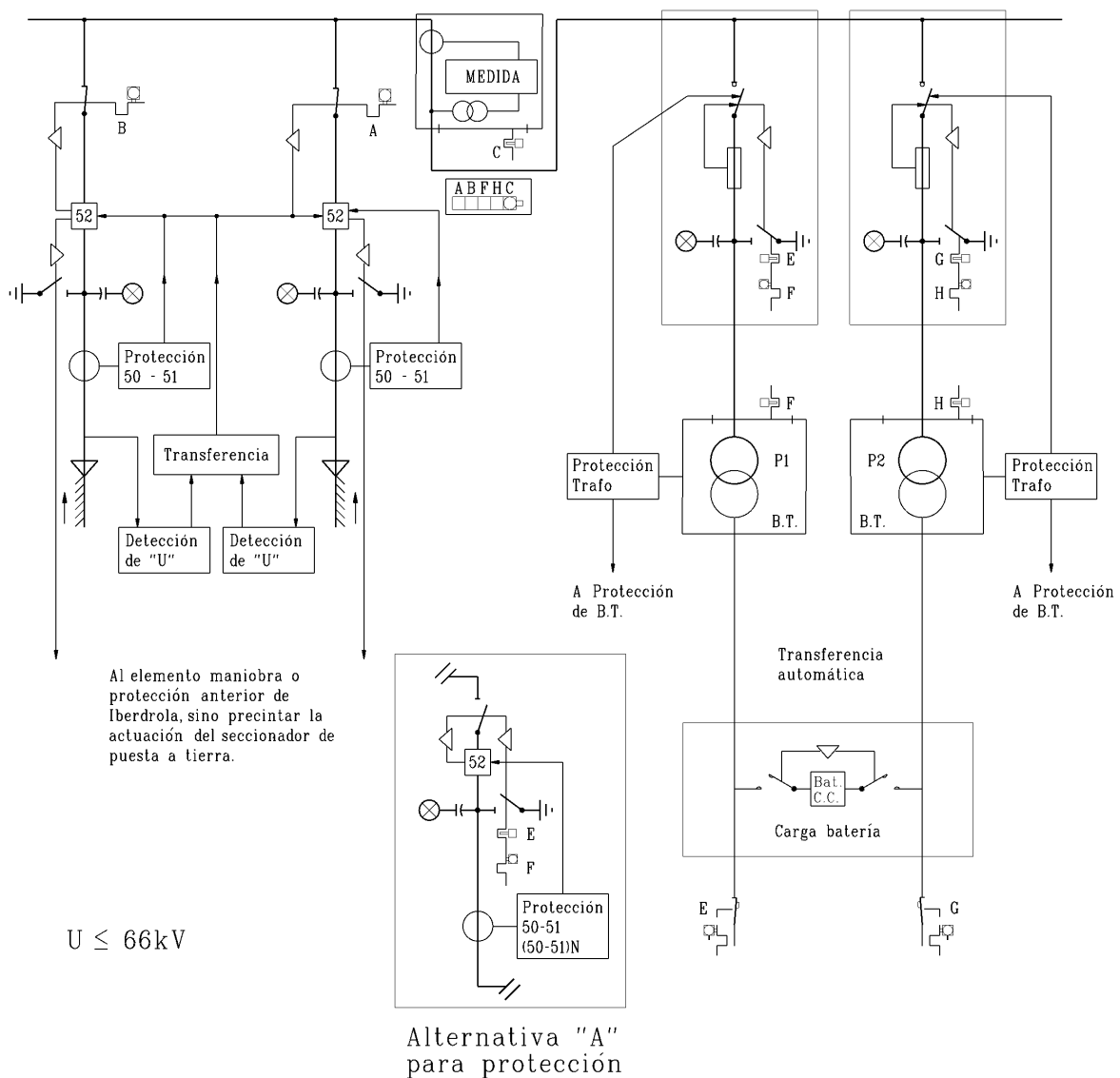
Alimentación doble circuito.

Transferencia automática de líneas con interruptor automático.

Fin de línea.

Varios transformadores.

-ESQUEMA BÁSICO-



- La protección individual de cada transformador se realizará según el esquema básico si $P1 \leq 1000kVA$. y $P2 \leq 1000kVA$. Cuando un transformador supere dicha potencia, su protección se realizará según la alternativa "A".

ACOMETIDAS TIPOS 4-9

ESQUEMA "10":

CTC tipo interior.

Medida en M.T.

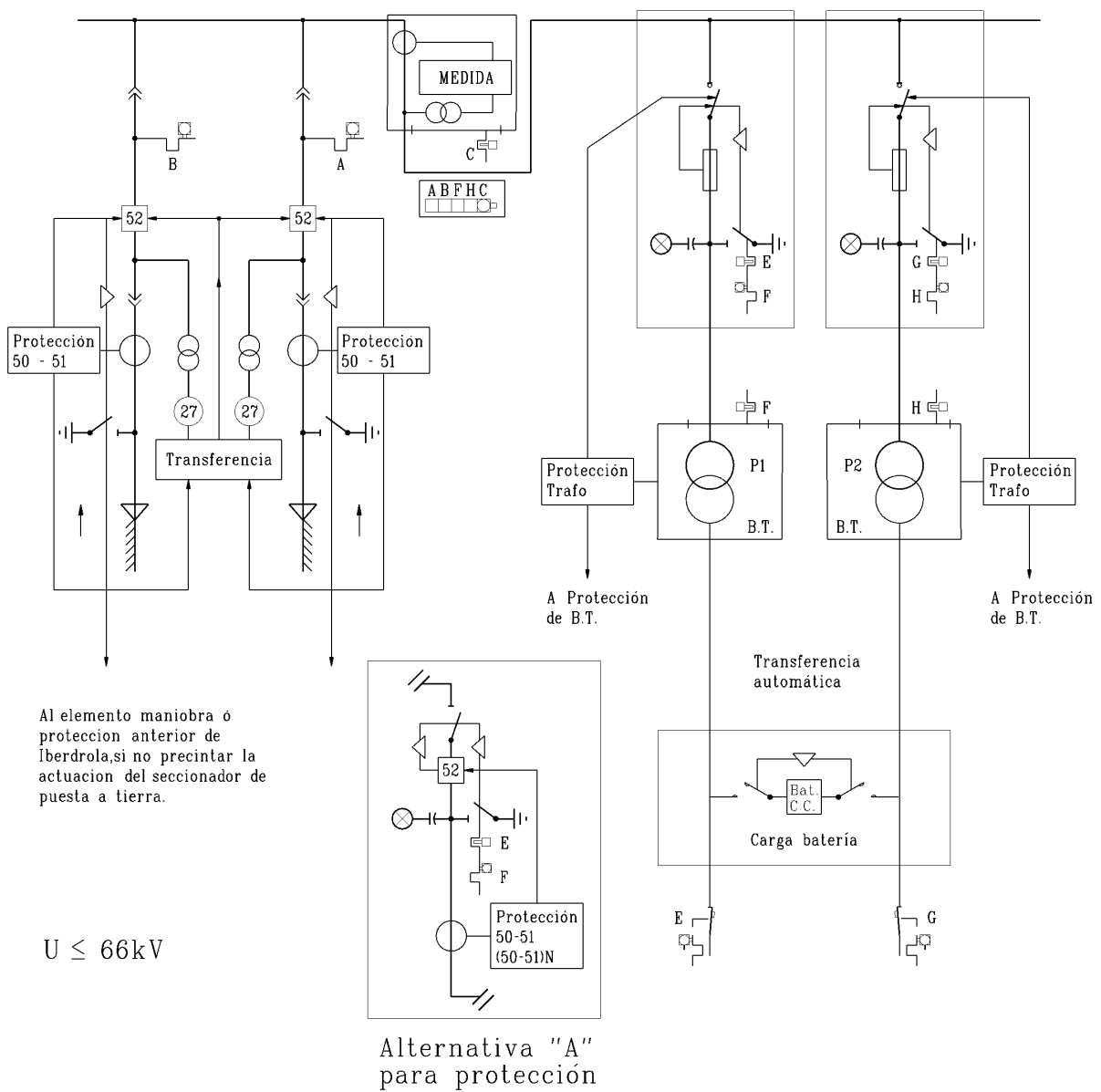
Alimentación doble circuito.

Transferencia automática de líneas con automático extraíble.

Fin de línea.

Varios transformadores.

-ESQUEMA BÁSICO-



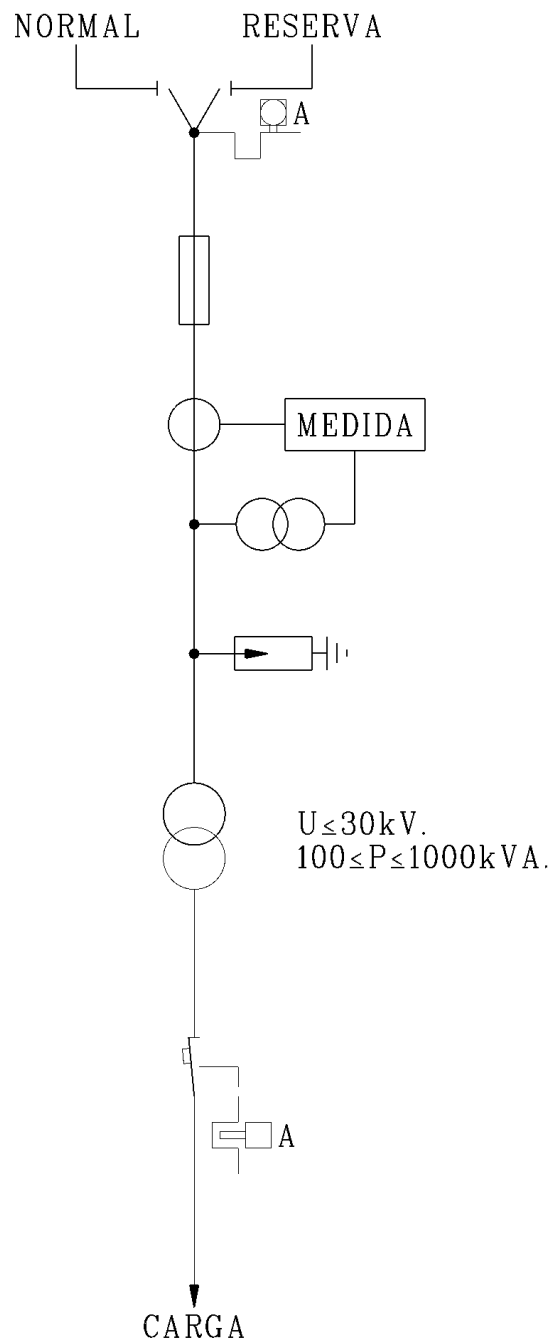
- La protección individual de cada transformador se realizará según el esquema básico si $P1 \leq 1000kVA$. y $P2 \leq 1000kVA$. Cuando un transformador supere dicha potencia, su protección se realizará según la alternativa "A".

ACOMETIDA TIPO 3

ESQUEMA "11":

CTC tipo intemperie.
Medida en A.T.
Alimentación en doble circuito.
Fin de línea.
Un transformador.
Transferencia manual.

-ESQUEMA BÁSICO-

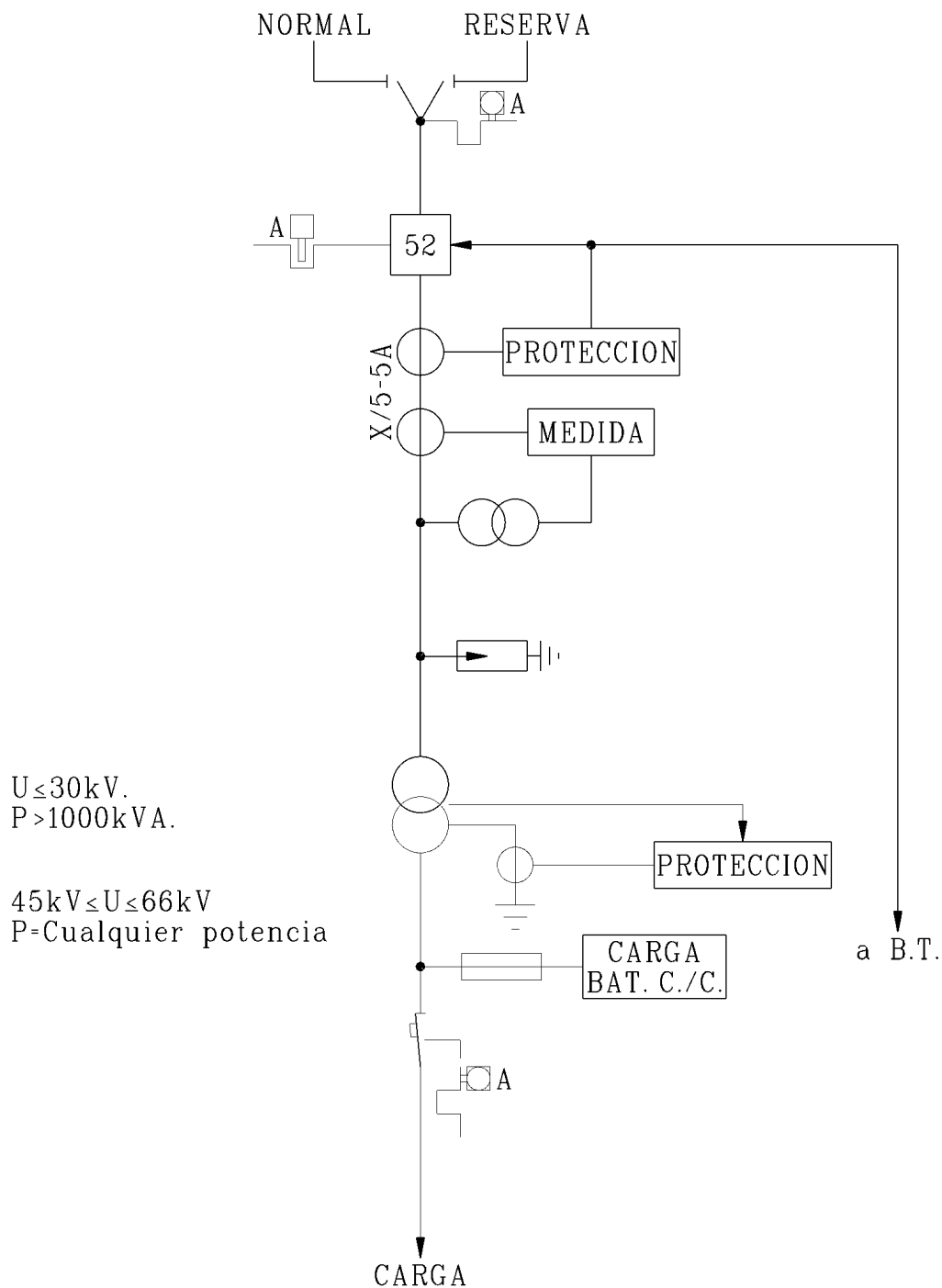


ACOMETIDA TIPO 3

ESQUEMA "12":

CTC tipo intemperie.
 Medida en A.T.
 Alimentación en doble circuito.
 Fin de línea.
 Un transformador.
 Transferencia manual.

-ESQUEMA BÁSICO-



ACOMETIDA TIPO 3

ESQUEMA "13":

CTC tipo intemperie.

Medida en A.T.

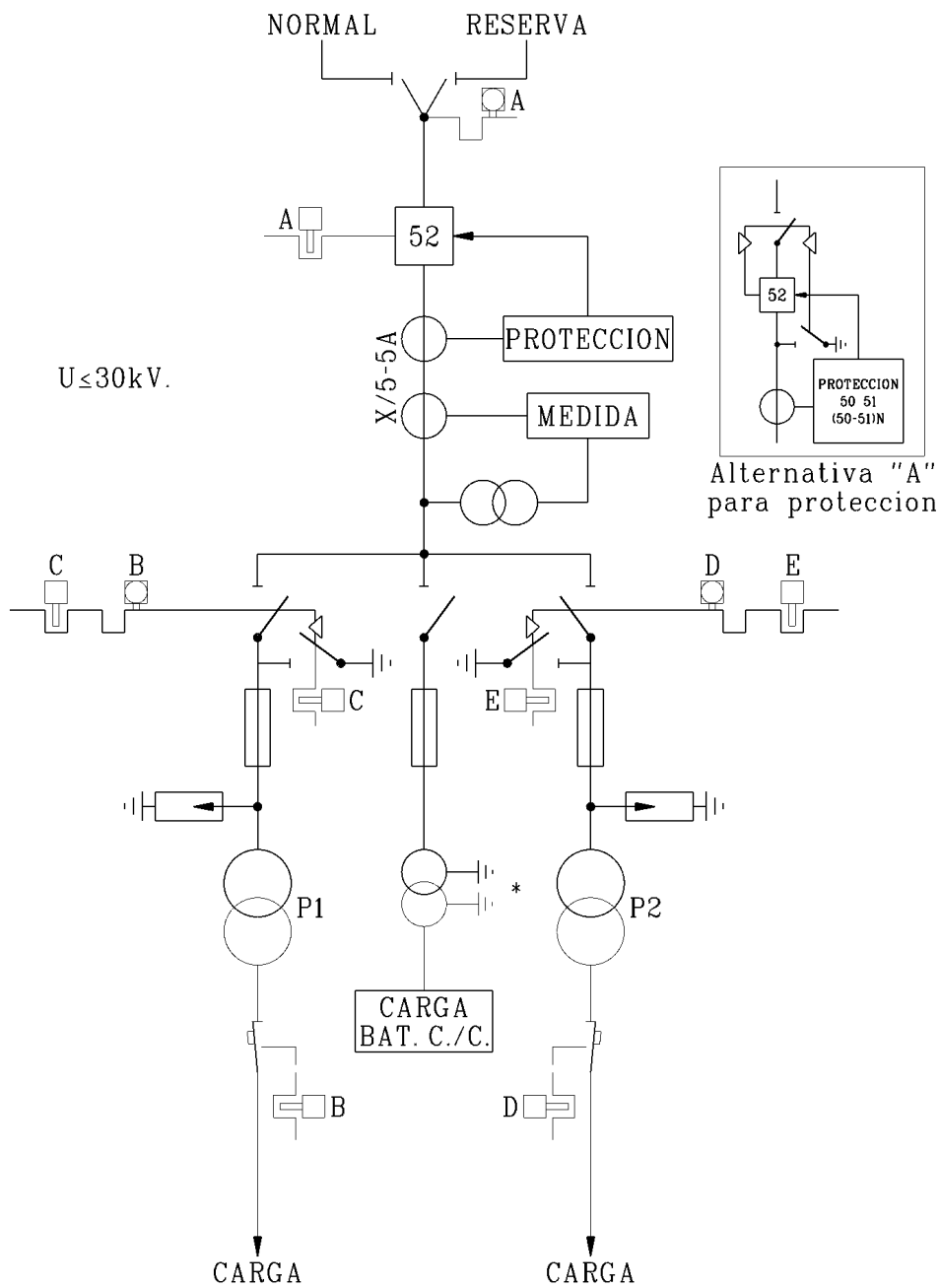
Alimentación en doble circuito.

Fin de línea.

Varios transformadores.

Transferencia manual.

-ESQUEMA BÁSICO-



* Solo necesario si la tensión secundaria de P1 y P2 no es B.T. Será un trafo de tensión monofásico.

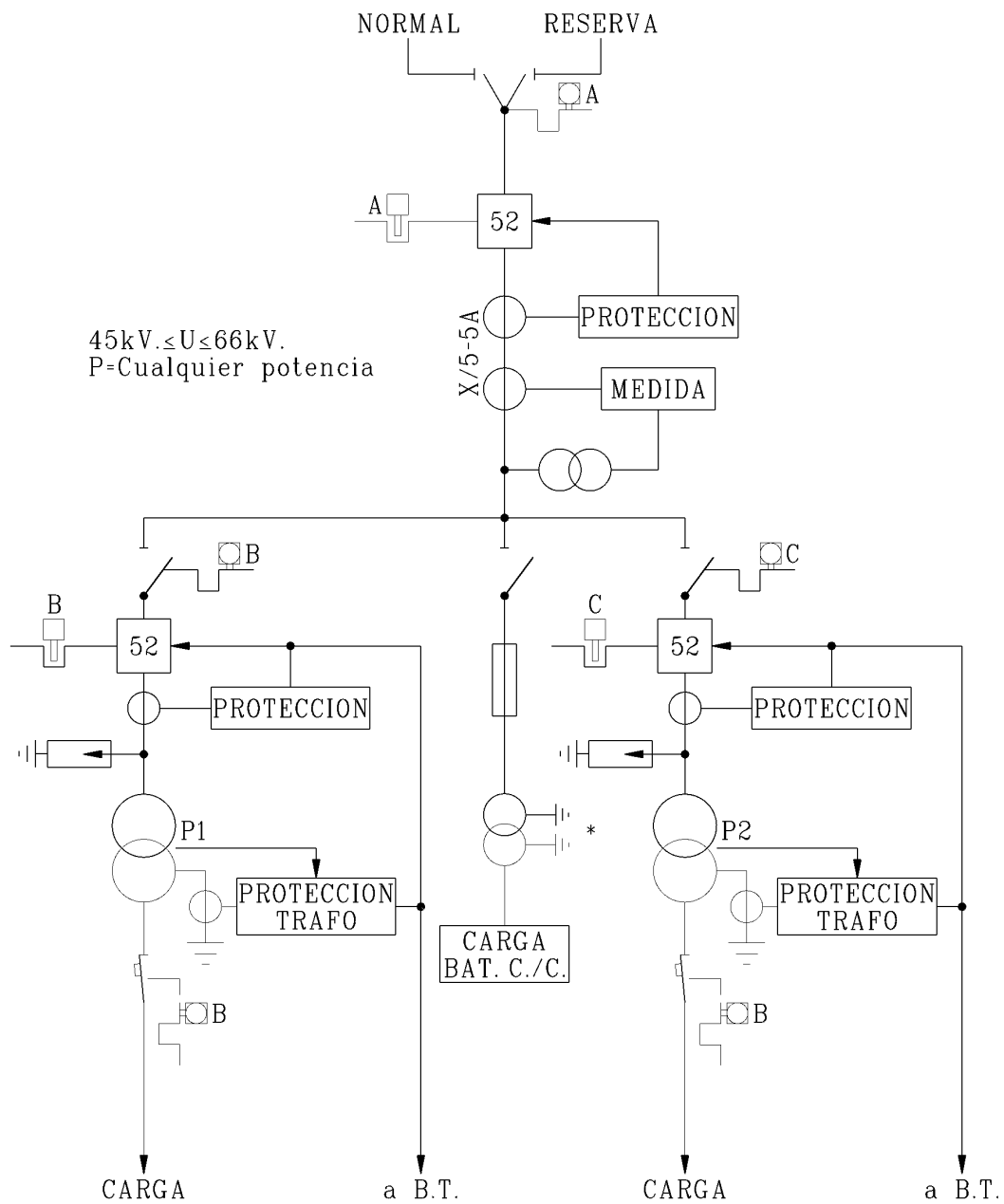
-La protección individual de cada transformador se realizará según el esquema básico si P1 ≤ 1000kVA. y P2 es ≤ 1000kVA. Cuando un transformador supere dicha potencia, su protección se realizará según la alternativa "A".

ACOMETIDA TIPO 3

ESQUEMA "14":

CTC tipo intemperie.
Medida en A.T.
Alimentación en doble circuito.
Varios transformadores.
Transferencia manual.

-ESQUEMA BÁSICO-



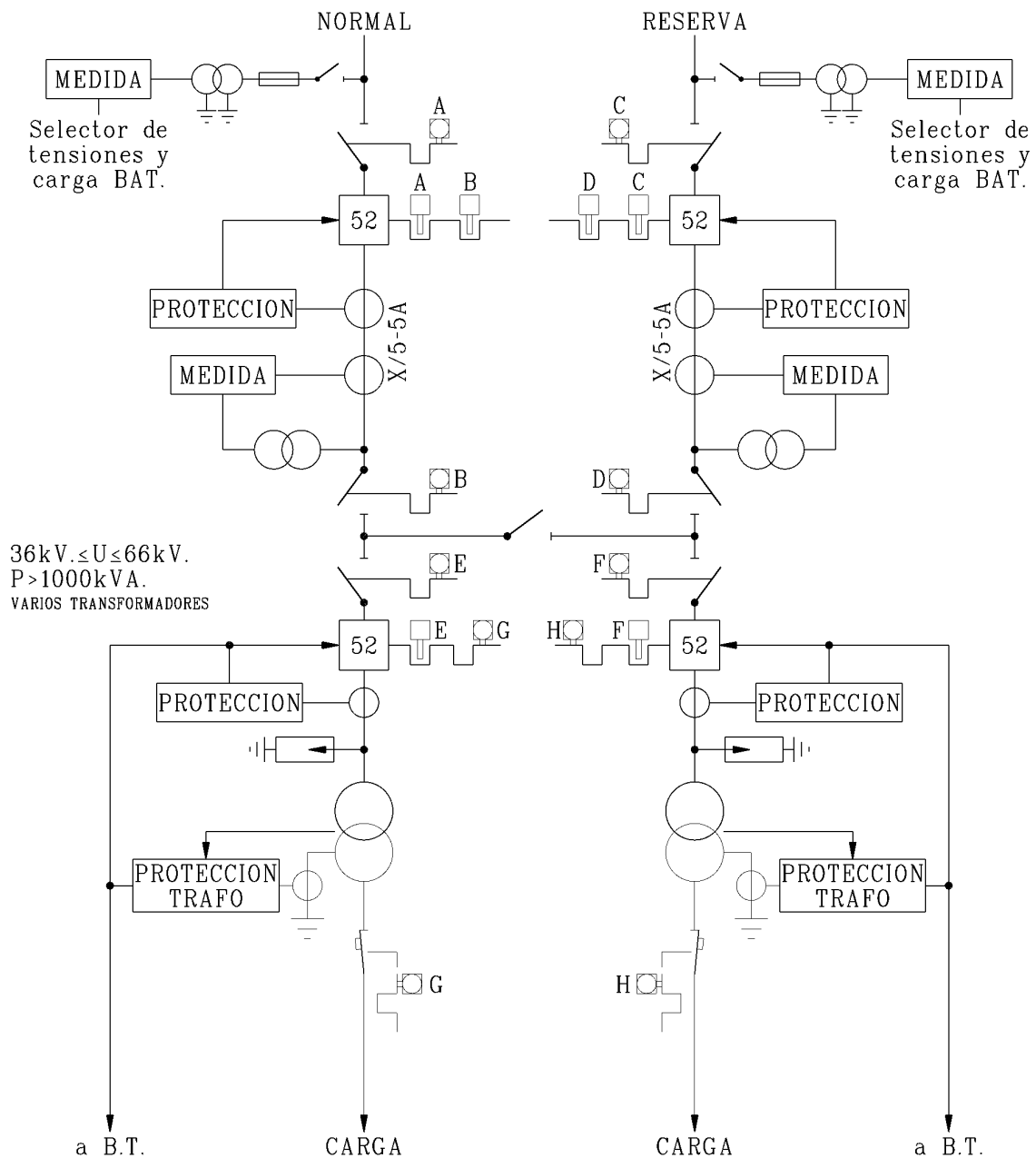
* Solo necesario si la tensión secundaria de P1 y P2 no es B.T. Será un trafo de tensión monofásico.
P: potencia unitaria

ACOMETIDA TIPO 3

ESQUEMA "15":

- CTC tipo intemperie.**
- Medida en A.T. doble.**
- Alimentación en doble circuito.**
- Fin de línea.**
- Varios transformadores.**
- Transferencia de línea automática.**

-ESQUEMA BÁSICO-



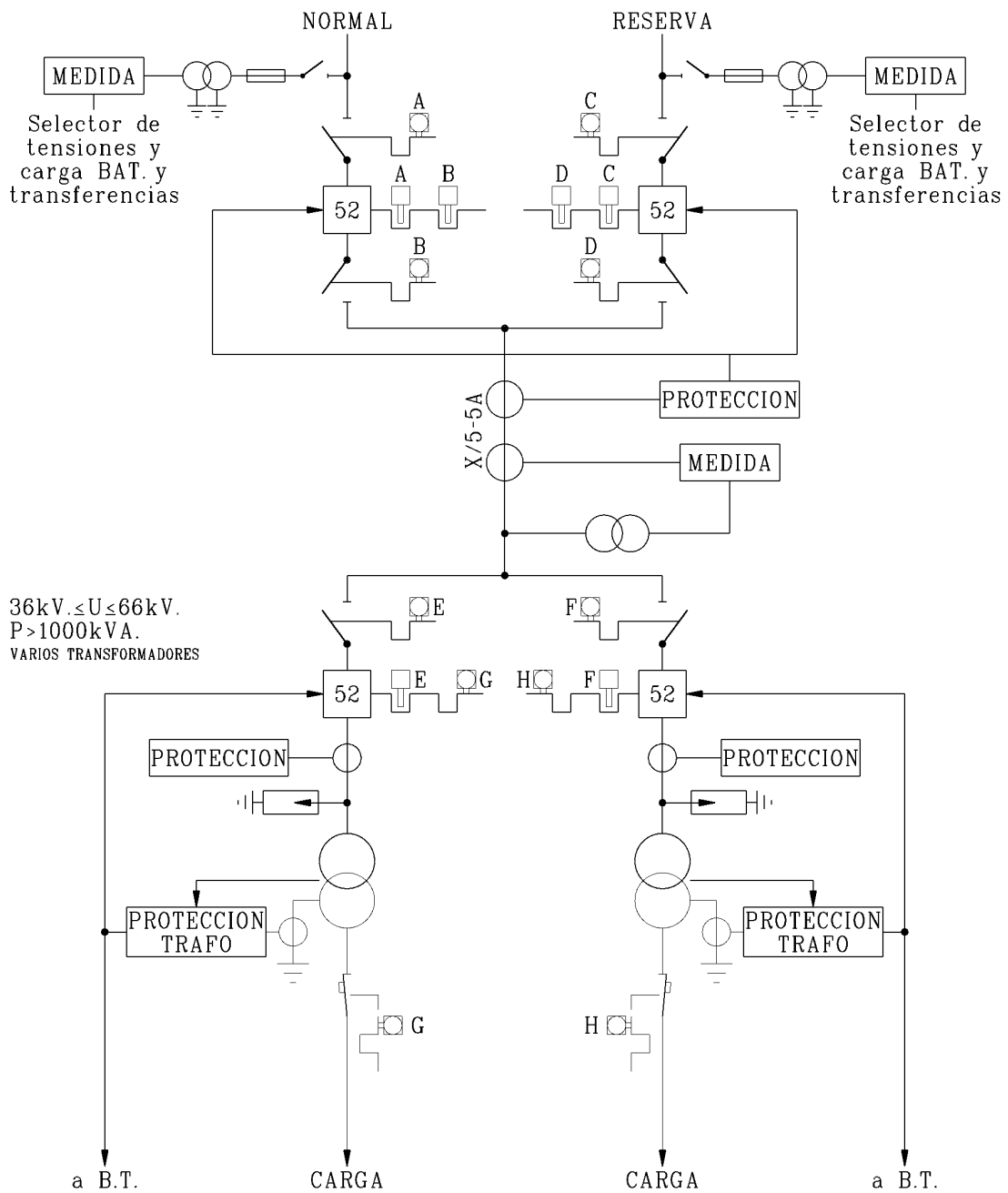
P: potencia unitaria 3

ACOMETIDA TIPO 3

ESQUEMA "16":

- CTC tipo intemperie.**
- Medida en A.T.**
- Acometida en doble antena.**
- Fin de línea.**
- Varios transformadores.**
- Transferencia de línea automática.**

-ESQUEMA BÁSICO-

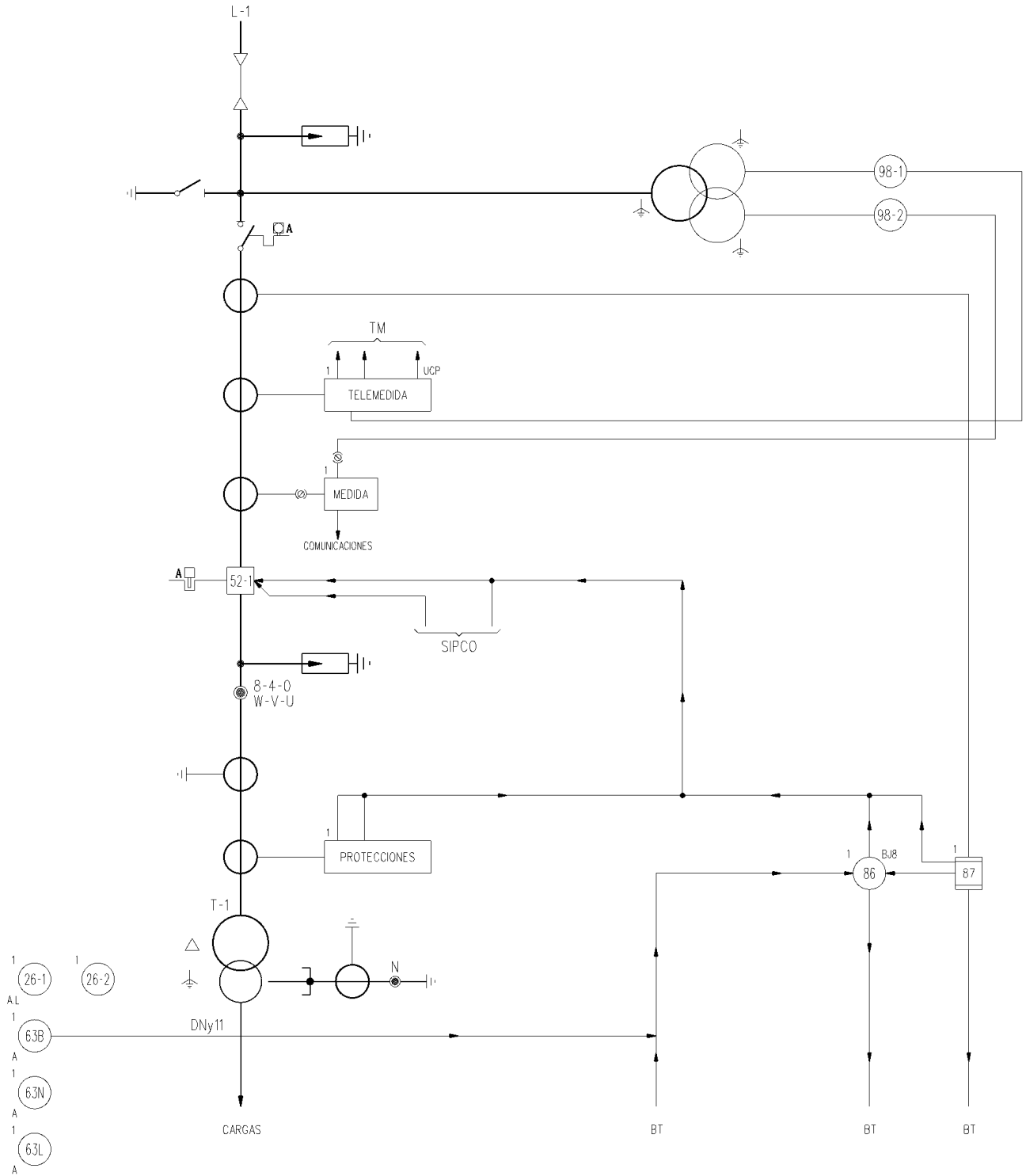


P: potencia unitaria

ACOMETIDA 11

ESQUEMA "17" :

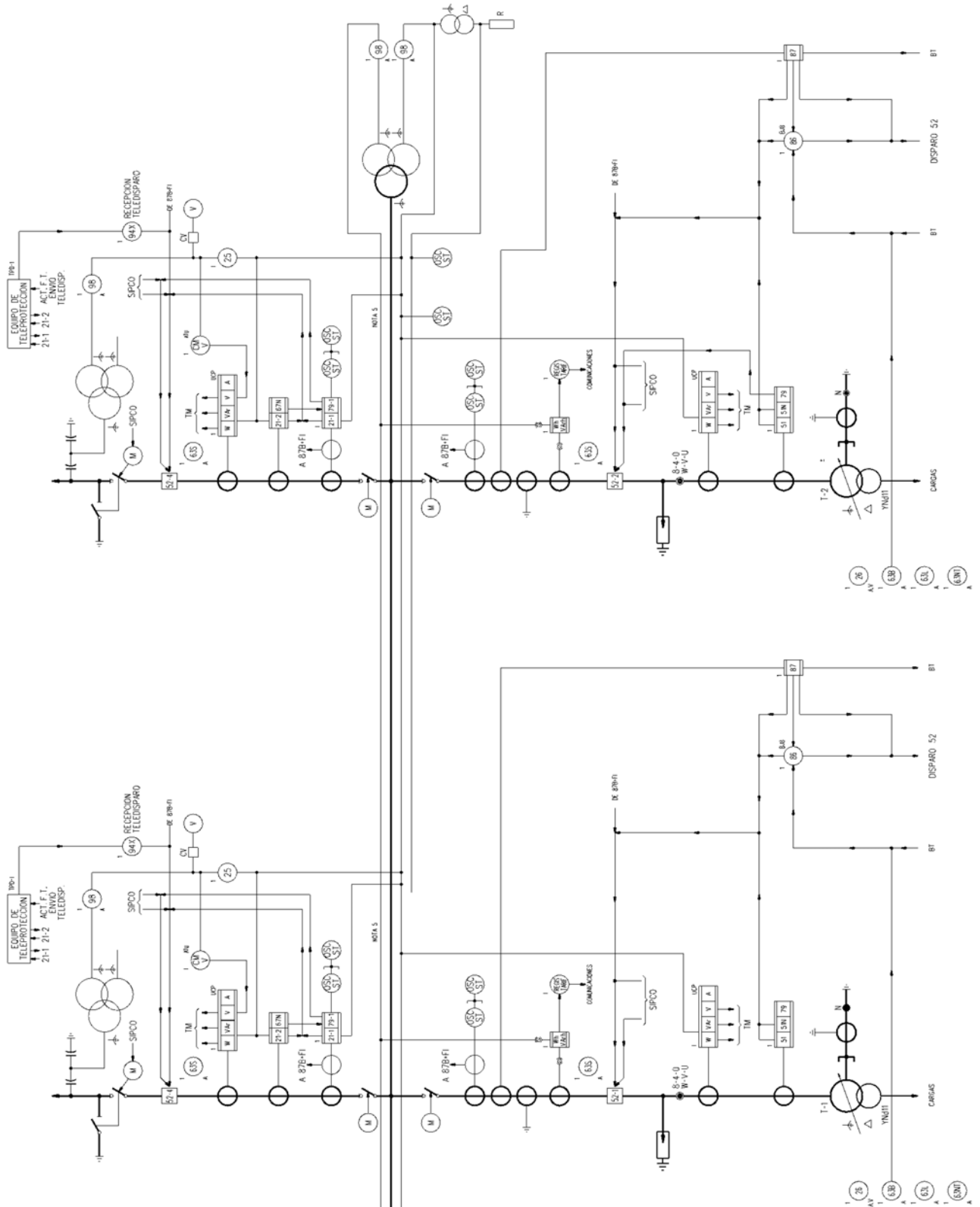
STC tipo intemperie.
Simple circuito derivación 66-44-30 kV



ACOMETIDA 12

ESQUEMA "18":

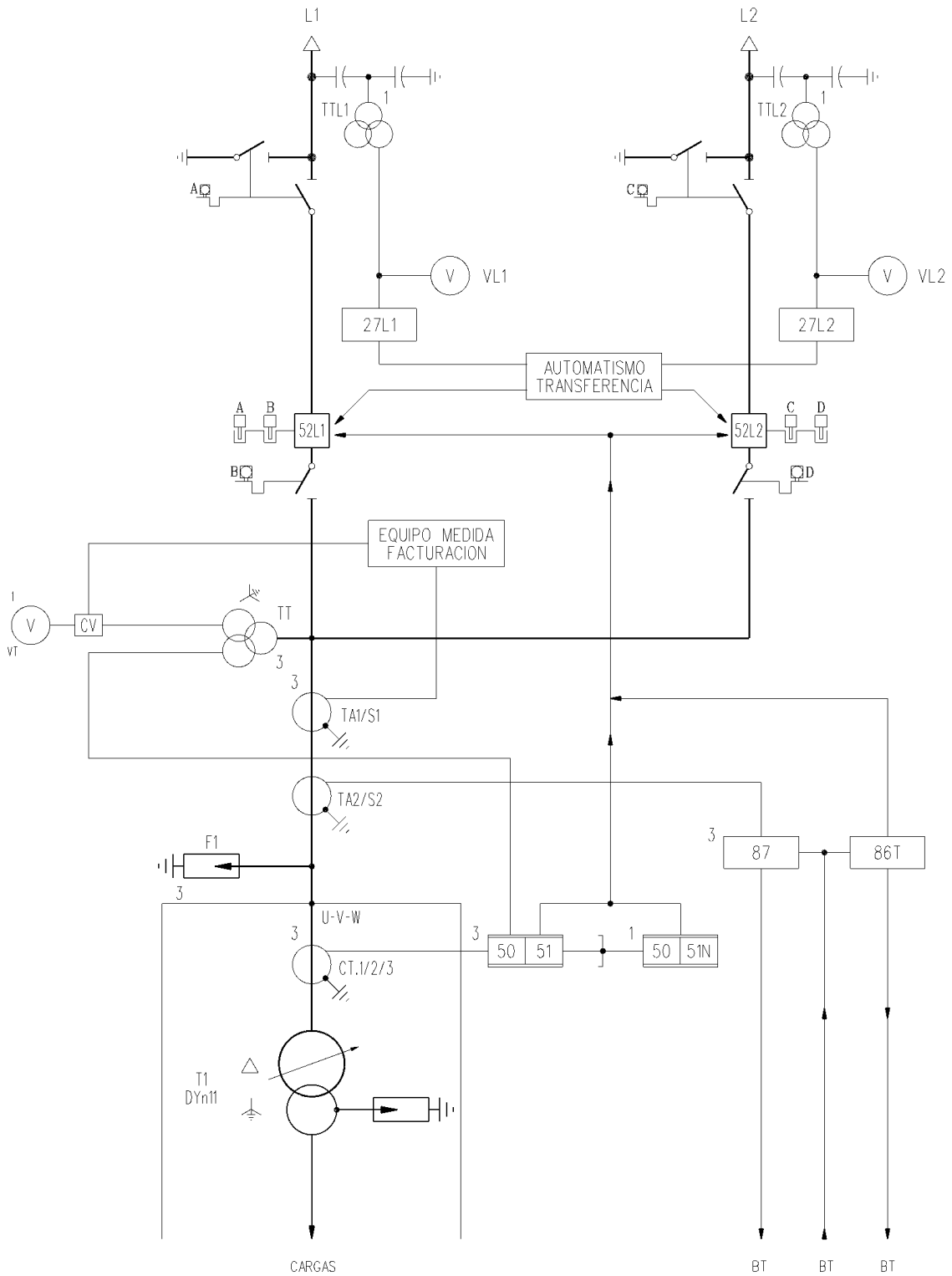
STC tipo intemperie.
Simple circuito-Entrada y salida 132-66 kV



ACOMETIDA 13

ESQUEMA "19":

STC tipo intemperie.
Doble circuito derivación 132-66-44-30 kV



RELACION DE DOCUMENTOS DE CONSULTA**A.-DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO****• Normas sobre materiales**

- NI 50.42.11 Celdas de alta tensión bajo envolvente metálica hasta 36kV, prefabricadas, con dieléctrico de SF6, para CT.
- NI 72.50.01 Transformadores de intensidad de medida y protección en alta tensión hasta 72,5kV
- NI 72.50.02 Transformadores de intensidad de medida y protección en alta tensión desde 145 hasta 420kV
- NI 72.54.01 Transformadores de tensión de medida y protección en alta tensión hasta 72,5kV
- NI 72.54.02 Transformadores de tensión de medida y protección en alta tensión desde 145 hasta 420kV
- NI 75.06.11 Cortacircuitos fusibles de expulsión-seccionadores, hasta 36 kV.
- NI 75.06.31 Fusibles limitadores de corriente asociados para alta tensión hasta 36 kV.

• Manuales Técnicos

- 2.13.40 Procedimiento de selección y adaptación del calibre de los fusibles de M.T. para centros de transformación.

B.-DOCUMENTOS INFORMATIVOS**• Normas sobre materiales**

- NI 00.05.08 Números funcionales de los dispositivos utilizados en los sistemas Electricos de Potencia.
- NI 00.06.10 Recubrimientos galvanizados en caliente para piezas y articulos diversos.
- NI 00.07.05 Elementos de conexión eléctrica para AT. Características generales, ensayos y recepción.
- NI 00.08.00 Calificación de suministradores y productos tipificados.

• Manuales Tecnicos

- 1.10.06 Criterios generales de protección y control en el diseño y adaptación de instalaciones de la red de transporte y distribución.
- 2.11.06 Proyecto tipo para centros de transformación de intemperie sobre apoyo
- 2.21.78 Guia de utilización de elementos maniobra y protección en líneas aereas hasta 36 kV

GLOSARIO DE LAS ABREVIATURAS UTILIZADAS Y SU SIGNIFICADO

ID	Iberdrola.
CTC	Centro de transformación de cliente.
CPM	Caja de protección y medida.
CT	Centro de transformación de distribución.
STR	Subestación transformadora de reparto.(Instalación destinada a la transformación de los niveles de tensión de Alta a Media Tensión.)
ST	Subestación transformadora. .(Instalación destinada a variar el nivel de tensión de MAT/AT o MAT/MT)
STC	Subestación transformadora de cliente.
SIGRID	Sistema integrado de gestión de redes e instalaciones de distribución.
UCP	Unidad de control y protección.
RTC	Red telefónica conmutada.
SIPCO	Sistema integrado de protección y control.
UCS	Unidad de control de subestación.
LAMT	Línea aérea de media tensión
LSMT	Línea subterránea de media tensión