



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

**Escuela de
Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo**

Máster en Ingeniería de Minas



Trabajo Fin de Máster

**Subestación en Alta tensión: Proyecto y cálculos
eléctricos**

Autor: Paula del Campo Rilo

Tutor: Carlos Hiram Rojas García

Oviedo, Julio de 2017

Agradecimientos:

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi tutor Carlos Hiram Rojas García, su dedicación y ayuda durante el desarrollo del mismo. De igual manera, también me gustaría darles las gracias, a todo el personal del Departamento de Subestaciones y Líneas por la ayuda prestada.

De igual manera, y a nivel personal, quisiera agradecer a mi familia y amigos su apoyo, ánimo, y paciencia a lo largo de toda la duración del Máster



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	6
1.1. INTRODUCCIÓN	6
1.2. OBJETIVOS	9
2. FUNDAMENTOS TÉCNICOS PARA EL DISEÑO	10
2.1. COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO.....	10
2.2. INCIDENTES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO. TIPOS DE CORTOCIRCUITO	12
3. PROTECCIÓN ELÉCTRICA.....	15
3.1. PRINCIPALES EQUIPOS DE PROTECCIÓN	15
4. PROYECTO DE AMPLIACIÓN	21
4.1. OBJETIVOS Y MOTIVACIONES	21
4.2. EMPLAZAMIENTO Y CONDICIONES AMBIENTALES	21
4.3. CARÁCTERÍSTICAS GENERALES DE LA RED	24
4.3.1. SISTEMA DE 132 Kv.....	24
4.3.2. SISTEMA DE 20Kv.....	24
4.4. TRABAJOS A REALIZAR	25
4.5. IMPACTO AMBIENTAL.....	25
4.6. CONDICIONES ACÚSTICAS	26
4.7. ESTUDIO DE CAMPOS MAGNÉTICOS.....	26
4.8. ALTURAS Y DISTANCIAS.....	26
4.9. COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO.....	30
4.10. COMPROBACIÓN DE LA RED DE TIERRAS	31
5. DAÑO A EQUIPOS Y PROTECCIÓN DE LOS MISMOS	38
5.1. CURVAS DE DAÑO O CURVAS CARACTERÍSTICA DE LÍMITE TÉRMICO PARA CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES Y OTRAS CARGAS.....	38
5.2. CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES Y CABLES AISLADOS.....	38
5.3. EXPRESIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS VALORES DE LA CURVA DE CORTOCIRCUITO DEL CONDUCTOR.....	40
5.4. CURVA DE DAÑO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	43
5.4.1. CORRIENTE MAGNETIZANTE DE ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR (INRUSH)	44
6. CONCLUSIONES	54
7. REFERENCIAS.....	55



ANEXOS	57
--------------	----

ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. 1. ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UNA RED ELÉCTRICA CON SUS DISTINTAS ZONAS	6
FIG. 2. FALTA SERIE (DESEQUILIBRIO POR ROTURA DEL CONDUCTOR T)	12
FIG. 3. FALTA PARALELO (CORTOCIRCUITO A TIERRA DE LA FASE T)	12
FIG. 4. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO	13
FIG. 5. CORTOCIRCUITO BIFÁSICO SIN CONTACTO A TIERRA	13
FIG. 6. CORTOCIRCUITO BIFÁSICO CON CONTACTO A TIERRA	13
FIG. 7. CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA	14
FIG. 8. CORTOCIRCUITO CON DOBLE CONTACTO A TIERRA	14
FIG. 9 DIAGRAMA DE FUNCIONES DE UN RELÉ DIGITAL	15
FIG. 10 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA MEDIANTE RELÉS DIGITALES: RELÉS INSTANTÁNEOS Y DE SOBRECARGA (50/51); RELÉ DIFERENCIAL (87), RELÉ DE INTENSIDAD PARA EQUILIBRIO O INVERSIÓN DE FASES (46); RELÉ TÉRMICO (49); RELÉ DE PRESIÓN DE GAS (63)	16
FIG. 11. ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBREENSIDAD FRENTE A SOBREENSIDAD DIRECCIONAL	17
FIG. 12. ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE UNA LÍNEA MEDIANTE RELÉ DE DISTANCIA. LA ZONA AZUL ES DE NO ACTUACIÓN O BLOQUEO (RESTRAINS) Y EL CÍRCULO BLANCO ES LA ZONA DE DISPARO (OPERATES) [10]	18
FIG. 13 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL	18
FIG. 14. RELÉ BUCHHOLZ	19
FIG. 15. INTERRUPTOR DE POTENCIA ACCIONADO POR MECANISMO DE RESORTES	20
FIG. 16. CONFIGURACIÓN DE DOBLE BARRA. NOMENCLATURA: NO “NORMALMENTE ABIERTO”; NC “NORMALMENTE CERRADO”	22
FIG. 17. ALZADO NUEVA POSICIÓN	28
FIG. 18. PLANTA NUEVA POSICIÓN	29
FIG. 19. REPRESENTACIÓN DE LA MAGNITUD DE LAS TENSIONES Y SOBREENSIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE DURACIÓN $(1pu = \sqrt{2} \cdot U_s / \sqrt{3})$	30
FIG. 20. ARREGLO DE SUPRESORES DE TENSIÓN PARA LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA CONTRA SOBREENSIONES. U_c ES LA TENSIÓN DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO DEL SUPRESOR Y U_s TENSIÓN MÁXIMA DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA	31
FIG. 21. RED DE TIERRAS	32
FIG. 22. TENSIÓN DE PASO Y DE CONTACTO	33
FIG. 23. CURVA DE DAÑO DE UN CONDUCTOR	40
FIG. 24. GRÁFICO DE INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO PARA CABLE CON AISLAMIENTO TIPO XLPE DE PRYSMAN VOLTALENE	42



FIG. 25 FORMA DE ONDA COMÚN DE LA CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN (INRUSH)	44
FIG. 26. CURVA DE DAÑO PARA TRANSFORMADORES DE CATEGORÍA I.....	46
FIG. 27. CURVA DE DAÑO PARA TRANSFORMADORES DE CATEGORÍA II.....	47
FIG. 28. CURVA DE DAÑO PARA TRANSFORMADORES DE CATEGORÍA III.....	48
FIG. 29. CURVA DE DAÑO PARA TRANSFORMADORES DE CATEGORÍA IV	49
FIG. 30. DISTRIBUCIÓN DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN LOS LADOS PRIMARIO Y SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFÁSICO SEGÚN EL TIPO DE CONEXIÓN Y FALTA. CONEXIÓN YY: (A) FALTA DE DOBLE LÍNEA, (B) FALTA DE UNA FASE A TIERRA CON NEUTRO DEL TRANSFORMADOR PUESTO A TIERRA, FALTA DE UNA FASE A TIERRA CON NEUTRO DEL TRANSFORMADOR AISLADO. CONEXIÓN DY E YD: (C) Y (E) FALTA DE DOBLE LÍNEA (EN (E) PUEDE APLICARSE EL DIVISOR DE CORRIENTE), (D) FALTA DE UNA FASE A TIERRA CON NEUTRO DEL TRANSFORMADOR PUESTO A TIERRA.....	50
FIG. 31. EFECTO DEL TIPO DE FALLO EN LA CORRIENTE MEDIDA POR UN FUSIBLE PRIMARIO PARA UN BANCO DE TRANSFORMADORES CON CONEXIÓN DY. FIGURA SUPERIOR: CORTOCIRCUITO BIFÁSICO. FIGURA INFERIOR: CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO. EN LA FIGURA “R” ES LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	52
FIG. 32. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES PARA UN TRANSFORMADOR CON CONEXIÓN DY	53
FIG. 33 DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES EN EL MODELO DE MALLA DE TIERRA RETICULADA	72
FIG. 34. PLANO RED DE TIERRAS SE TABIELLA	78
FIG. 35 UNIFILAR DEL ESQUEMA BÁSICO DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR. INCLUYE UNA ESTIMACIÓN DE LAS CORRIENTES DE CARGA Y DE CORTOCIRCUITO.....	79
FIG. 36 CURVA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	80
FIG. 37 FUNCIONES DE RELÉ PARA EL ESQUEMA DE PRE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR	81

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico, se compone, desde un punto de vista general de centrales generadoras de energía eléctrica, líneas de transporte, subestaciones, centros de transformación y finalmente, instalaciones receptoras o consumidoras de energía eléctrica.

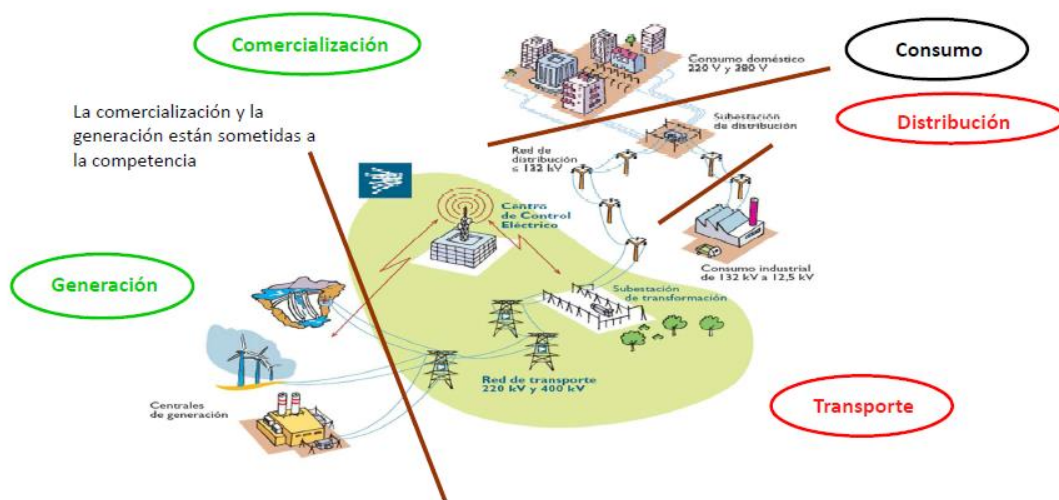


Fig. 1. Esquema simplificado de una red eléctrica con sus distintas zonas

Desde un punto de vista funcional, el Sistema eléctrico se divide en cuatro bloques, a saber: generación, transporte, distribución y comercialización.

El escenario actualmente vigente en España es el de libre competencia para suministrar electricidad y libre elección de suministrador, basado en la libertad de instalación y de acceso a las infraestructuras de las redes eléctricas. Sin embargo, el transporte y distribución se encuentran reguladas. Por su parte, el transporte, es operado por Red Eléctrica de España (REE), y la distribución, por múltiples compañías, como Endesa, Iberdrola, EDP HC Energía, etc.

La red de transporte es la encargada de conectar los grandes centros de producción (dispersos), con los grandes núcleos de demanda, (normalmente ubicados cerca de ciudades y zonas industriales), así como de mantener la cohesión global del sistema eléctrico, funcionando en sincronismo. Esta red ha de transportar grandes cantidades de energía a largas distancias y por ello debe funcionar a muy alta tensión, en España a 220 y 400 kV como máximo, sin embargo, en países con mayores extensiones hasta los 700 e incluso 1000 kV.

La Distribución, por su parte, tiene por objetivo situar la energía eléctrica en los puntos finales de consumo.



Dentro de la distribución, las subestaciones juegan un papel importante.

De acuerdo a lo propuesto en *el Real Decreto 337/2014* [1], una subestación se define como un conjunto situado en un mismo lugar, de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar alguna de las funciones siguientes: transformación de la tensión, de la frecuencia, del número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de dos o más circuitos. Quedan excluidos de esta definición los centros de transformación.

Su función en el sistema eléctrico, es garantizar el adecuado mallado, asegurando unos niveles óptimos de calidad, continuidad y seguridad del suministro eléctrico, minimizando pérdidas de transporte y facilitando las labores de mantenimiento.

De forma general, se distinguen los siguientes tipos de subestaciones [2]:

- Subestación de maniobra: Es aquella destinada a la conexión entre dos o más circuitos y su maniobra.
- Subestación de transformación: Destinada a la transformación de energía eléctrica mediante transformadores, cuyos secundarios se emplean en la alimentación de otras subestaciones o centros de transformación.

Sin embargo, las subestaciones (SE), se pueden clasificar atendiendo a múltiples criterios, como pueden ser la función que desempeñan, el emplazamiento, etc. Según esto:

- Según la función
 - De maniobra o de reparto: Destinadas a la interconexión de dos o más circuitos. En este tipo de subestaciones, la totalidad de las líneas que concurren en ella tienen la misma tensión. Actúa como un nudo en la red de transporte, aumentando la fiabilidad del sistema.
 - De transformación pura: Dentro de la red de transporte, conectan dos o más sistemas a distintos niveles de tensión. En ellas resulta necesaria la presencia de transformadores.
 - De transformación/maniobra: Permite la transformación entre dos niveles de tensión, así como la interconexión de circuitos del mismo nivel.
 - De transformación/cambio del número de fases: Destinadas a la alimentación de redes con distinto número de fases (trifásica-hexafásica, trifásica-monofásica).
 - De rectificación: Aquellas que alimentan una red de corriente continua.
 - De central o centrales eléctricas: SE de transformación de un nivel inferior a otro superior.
- Según el emplazamiento
 - De intemperie: Aquellas SE exteriores, diseñadas para soportar condiciones climatológicas externas,
 - De interior: SE instalada dentro de una edificación.



- Según la movilidad
 - Fija
 - Móvil
- Según el tipo de aislamiento
 - Aisladas al aire (AIS): Aquella en la que el aislamiento a tierra y entre los conductores de fase se realiza fundamentalmente con aire a presión atmosférica.
 - Aisladas en gas o blindada(GIS): Subestación que se encuentra bajo una envolvente metálica aislada con algún gas de gran capacidad dieléctrica, comúnmente hexafluoruro de azufre (SF6)
 - Híbridas (HIS): Combinan parte aisladas en aire y parte en gas.
- Según su ubicación
 - Urbanas
 - Rurales
 - Industriales
 - Residenciales
 - Específicas (fotovoltaica, eólica entre otras)
- Según el tipo de tensión
 - Muy alta tensión (entre 400 Kv y 220 kV)
 - Alta tensión (entre 132 kV y 45 kV)
 - Media tensión (entre 30kV y 1Kv)
- Según la transformación
 - Reductoras o de distribución: Son aquellas en las que la potencia eléctrica fluye desde una red de transporte, a tensión de 400kV, 220kV o 132kV, a una red de distribución o consumo a tensiones de 66kV, 45kV o 20kV normalmente. En casos especiales (consumidores que requieren grandes cantidades de potencia eléctrica) se hace necesario conectar un consumo directamente a la red de transporte.
 - Elevadoras o de generación: interconectan dos o más sistemas con diferentes niveles de tensión de manera que el flujo de potencia es en sentido de menor a mayor tensión.



1.2. OBJETIVOS

Como objetivo general se plantea la definición y valoración de las instalaciones y equipos necesarios para la incorporación al parque de intemperie de la Subestación Tabiella propiedad de la empresa HidroCantábrio Distribución Eléctrica S.A, de un transformador 132/20 kV junto con una nueva posición de línea de 132 kV y su conexión con el sistema de 20 kV.

Como objetivos específicos se enumeran los siguientes:

1. Evaluar los procedimientos técnicos necesarios para la ampliación de una subestación eléctrica de alta tensión focalizando el trabajo en el cálculo eléctrico. Este objetivo incluye los siguientes puntos:
 - estimación de las corrientes de cortocircuito,
 - estudios de coordinación de aislamiento,
 - selección de equipos
 - estudio del sistema de tierras.
2. Precisar los aspectos técnicos a considerar en el diseño del esquema de protección eléctrica del transformador de potencia y de los equipos principales.
3. Calcular las distancias mínimas requeridas entre los diferentes elementos (equipos, aparamenta, estructuras) para su ubicación en la subestación, aplicando la normativa vigente relativa a la coordinación de aislamiento y la seguridad.
4. Comprobar la red de tierras de la subestación y su aptitud para soportar las posibles solicitudes derivadas de la incorporación del nuevo transformador.



2. FUNDAMENTOS TÉCNICOS PARA EL DISEÑO

2.1. COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO.

Los equipos e instalaciones eléctricas son frecuentemente sometidos a sobretensiones, consecuencia de una falta, una maniobra o de una descarga atmosférica, que pueden afectar a su aislamiento, provocando un fallo o una avería [3]. El estudio de estas sobretensiones, supone el punto de partida para determinar tanto el nivel de aislamiento, como los distintos equipos de protección a instalar.

La norma UNE-EN 60071-2 [4], define *coordinación de aislamiento* como la selección de la rigidez dieléctrica de los materiales en relación a las tensiones de funcionamiento y sobretensiones que puedan aparecer en la red para la cual se ha diseñado el material, y teniendo en cuenta las condiciones de servicio y las características de los dispositivos de protección y prevención disponibles.

Un primer criterio para establecer la coordinación de aislamiento podría ser el de considerar que la tensión que debieran soportar los distintos equipos coincidiese con la máxima sobretensión [3]. Sin embargo, este criterio no resulta aconsejable, puesto que, al presentarse este tipo de sobretensiones de forma esporádica, el aislamiento resultaría excesivo. Se tiende comúnmente a aceptar cierta probabilidad o riesgo de fallo, por lo que el objetivo perseguido con la coordinación de aislamiento es la selección de la tensión soportada normalizada de los equipos teniendo en cuenta las sobretensiones que pueden aparecer, así como los medios de protección a instalar, y las condiciones ambientales de la zona, de forma que se reduzca a niveles aceptables el riesgo de avería de la instalación por fallo de los aislamientos, tanto desde un punto de vista económico como de continuidad del servicio y seguridad de las personas.

Tomando como referencia las partes 1 y 2 de la norma UNE-EN 60071 [5] [4], se deben calcular las siguientes tensiones:

- Sobretensiones representativas (U_{rp})
- Tensión soportada de coordinación (U_{cw}) [6]
- Tensión soportada específica o requerida (U_{rw})
- Tensión soportada normalizada (U_w)
- Nivel de aislamiento normalizado y distancias en el aire



Tabla 1. Coordinación del aislamiento

Análisis de la red	
Datos	Resultado
<ul style="list-style-type: none">Tensiones soportadasNivel de protección de dispositivos limitadores de sobretensiónCaracterísticas del aislamiento	Tensiones y sobretensiones representativas (U_{rp})

Elección de aislamiento	
Datos	Resultado
<ul style="list-style-type: none">Tensiones y sobretensiones representativas.Criterios de comportamiento.Distribuciones estadísticas e imprecisión de datos de entrada cambiados en un factor de coordinación K_c	Tensiones soportadas de coordinación (U_{cw})

Aplicación de factores	
Datos	Resultado
<ul style="list-style-type: none">Tensiones soportadas de coordinación.Factor de seguridad K_sFactor de corrección atmosférico K_a	Tensiones Soportadas específicas. (U_{rw})

Elección de tensiones soportadas normalizadas	
Datos	Resultado
<ul style="list-style-type: none">Tensiones soportadas específicas.Condiciones de ensayo, factor de corrección de ensayo K_tTabla de tensiones soportadas normalizadas. Gama de tensión	Tensiones soportadas normalizada. (U_w)



2.2. INCIDENTES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO. TIPOS DE CORTOCIRCUITO

Se designa como *incidente* a todo cambio no deseado producido en la red, causado bien por una falta, o por variaciones de los parámetros de la misma (apertura de interruptores, sobrecargas, entre otros) [6].

Por su parte, las faltas se dividen en dos categorías, distinguiéndose entre *faltas serie* y *faltas paralelo*.

- Las faltas serie tienen lugar cuando las impedancias de las tres fases presentan valores distintos. Una causa de este tipo de faltas puede ser la rotura o apertura de una de las fases.

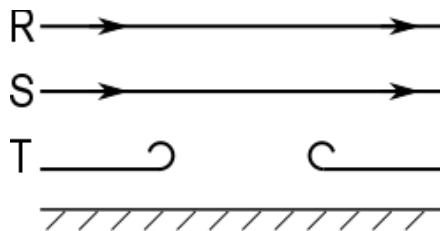


Fig. 2. Falta serie (desequilibrio por rotura del conductor T)

- Las faltas paralelo, también designadas cortocircuitos, suponen el tipo de faltas más comunes, y aparecen al darse un contacto eléctrico entre dos de las fases, o entre un fase y tierra, generalmente por medio de un arco.

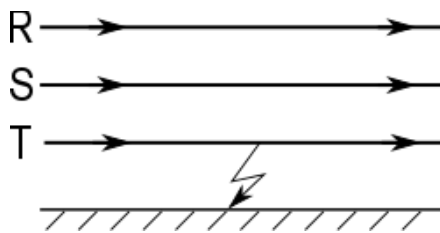


Fig. 3. Falta paralelo (Cortocircuito a tierra de la fase T)

Dentro de las faltas paralelo o cortocircuitos, se distinguen los siguientes [6]:

- Cortocircuitos trifásicos: Al estar afectadas de igual forma las tres fases, suponen el único tipo de cortocircuito que se comporta como un sistema equilibrado. Por este motivo, para su cálculo, obligado por ser uno de los cortocircuitos más violentos, resulta necesario únicamente utilizar la red de secuencia directa.

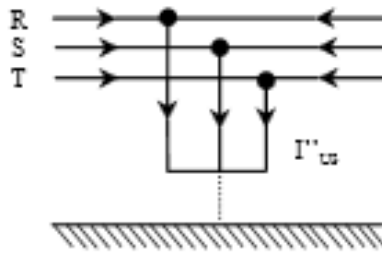


Fig. 4. Cortocircuito trifásico

- Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra: Por lo general, las corrientes asociadas a este tipo de cortocircuito, son menores que las asociadas a cortocircuitos trifásicos, sin embargo, si éste se da en las proximidades de máquinas, los valores de intensidad de cortocircuito pueden llegar a superar a las de tipo trifásico. Puesto que afecta únicamente a dos de las tres fases, no es equilibrado, y resulta entonces necesario utilizar la red de secuencia directa y la de inversa.

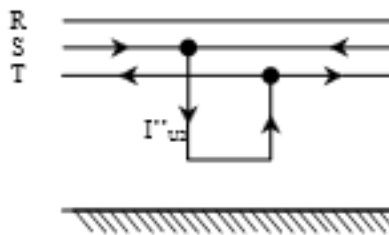


Fig. 5. Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra

- Cortocircuito bifásico con contacto a tierra: Este tipo de cortocircuito posee las mismas características que el caso anterior, con la particularidad de que en este caso hay una pérdida de energía a tierra. Además de las redes de secuencia directa e inversa, se debe considerar la red de secuencia homopolar

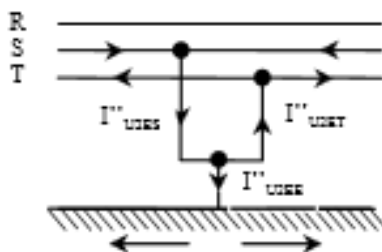


Fig. 6. Cortocircuito bifásico con contacto a tierra

- Cortocircuito monofásico a tierra: Se trata de uno de los cortocircuitos más frecuentes y violentos. Nuevamente para su cálculo resulta necesario considerar las redes de



secuencia directa, inversa y homopolar, siendo éste importante para el cálculo de fugas a tierra, tensiones de contacto o de paso, o valorar las interferencias que estas corrientes pueden provocar.

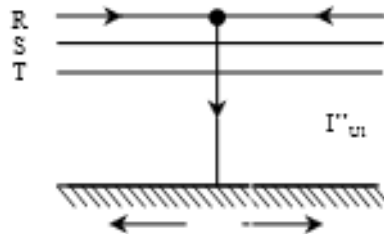


Fig. 7. Cortocircuito monofásico a tierra

- Cortocircuito con doble contacto a tierra: Este cortocircuito, poco frecuente y de bajo valores de corriente en comparación con los cortocircuitos anteriores, presenta un cálculo complejo, por lo que muchas veces se prescinde de él. Se da en redes con neutro aislado o puesto a tierra, con impedancias de gran valor.

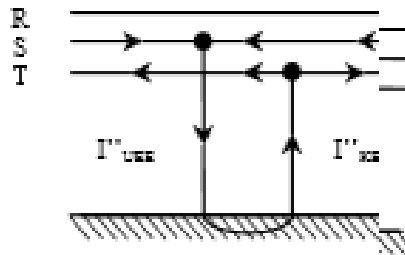


Fig. 8. Cortocircuito con doble contacto a tierra



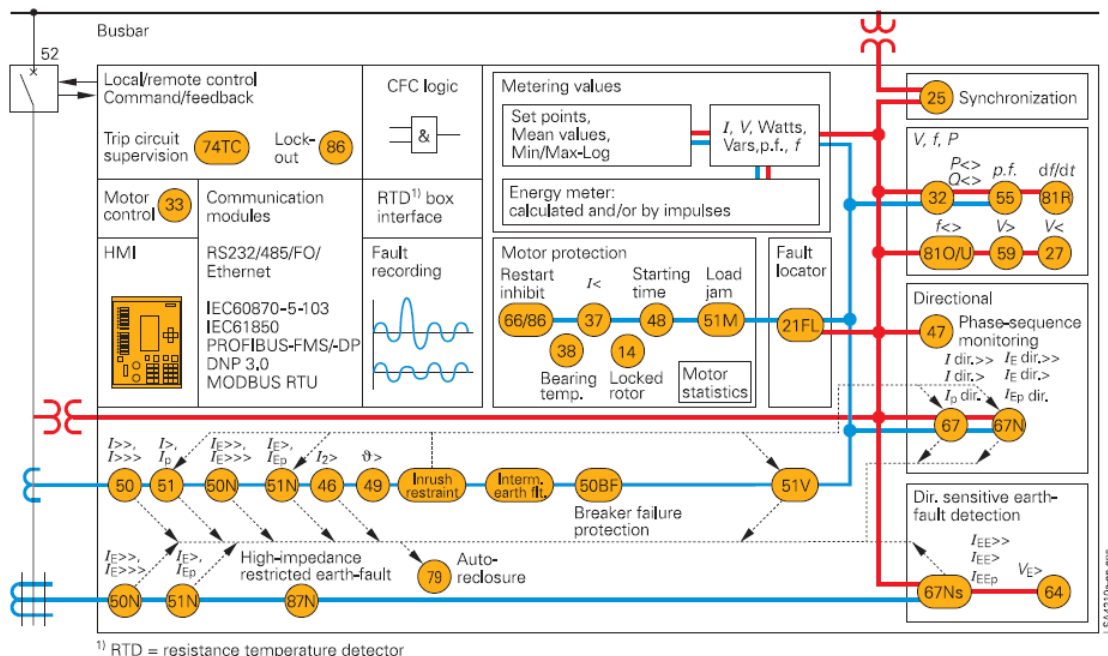
3. PROTECCIÓN ELÉCTRICA

3.1. PRINCIPALES EQUIPOS DE PROTECCIÓN

Un **relé de protección** [7] es aquel equipo cuya finalidad consiste en vigilar que los valores de magnitudes eléctricas del sistema (intensidad, tensión, frecuencia, etc.) se mantienen dentro de un rango de valores establecidos, actuando en caso de que dichos valores se alteren, mediante el envío de una orden de disparo al interruptor y/o una señal de alarma. De esta forma, se saca de servicio la parte del sistema afectada por el defecto.

Tradicionalmente, los relés, tenían un funcionamiento electromecánico, y existían múltiples relés, especialistas en las distintas funciones de protección, por lo que resultaba necesario disponer de tantos relés como funciones de protección debiesen desempeñar. Hoy día, los relés son digitales, pudiendo ajustarse y programarse para el desempeño simultáneo de varias funciones (**relés multifunción**).

Los relés digitales disponen de varios contactos de salidas digitales, generalmente programables, permitiendo al usuario determinar las situaciones en las que deben actuar. El número de salidas digitales programables de un relé varían de un fabricante a otro y dependen en gran medida de los algoritmos que utilice el relé. La siguiente figura representa un diagrama de funciones de un relé digital.



¹⁾ RTD = resistance temperature detector

Fig. 9 Diagrama de funciones de un relé digital



En la Fig. 10 se representa un esquema para la protección de transformadores eléctricos de elevada potencia mediante relés digitales. La figura está particularizada con relés del fabricante Siemens, serie *SIPROTEC*, siendo estos sustituibles por equipos de cualquier otra marca [8].

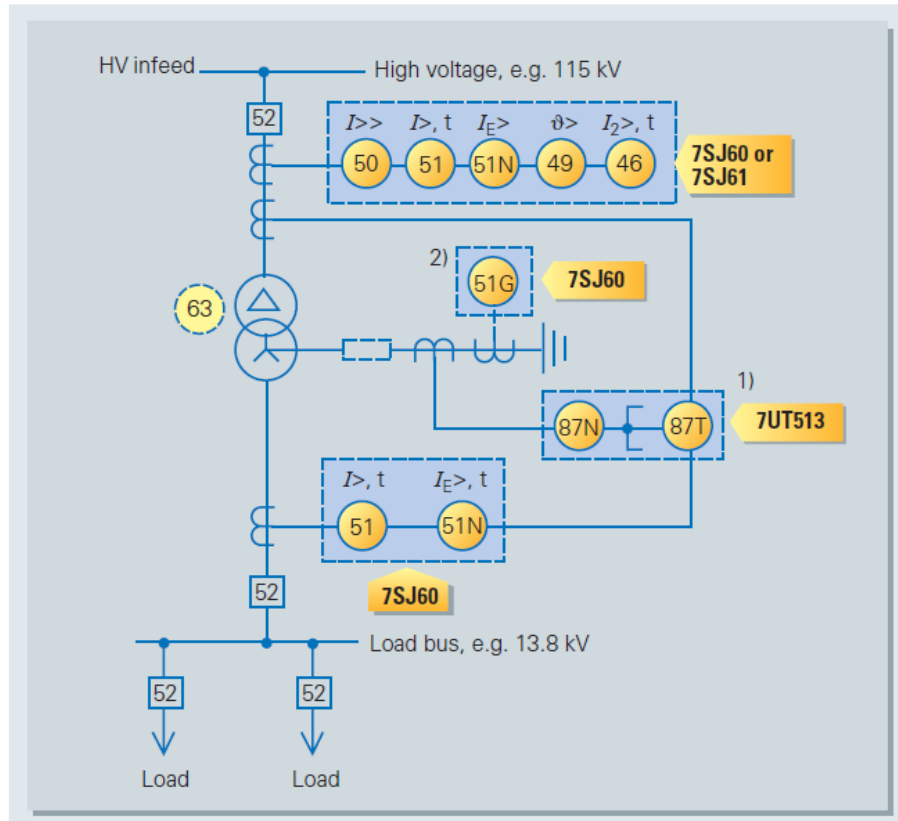


Fig. 10 Esquema de protección de un transformador de potencia mediante relés digitales: relés instantáneos y de sobrecarga (50/51); relé diferencial (87), Relé de intensidad para equilibrio o inversión de fases (46); relé térmico (49); relé de presión de gas (63)

A continuación, se describen algunas de las funciones de protección más comúnmente desempeñadas por un relé de protección [9]:

Protección de Sobreintensidad: En las instalaciones de transporte, se utiliza para la protección de máquinas (transformadores, reactancias, bancos de condensadores), y como protección de respaldo de otras protecciones. Controla la intensidad de paso por el elemento protegido, de tal forma, que cuando el valor de intensidad es superior al ajustado en el relé, se produce actuación. Dentro de las protecciones de sobreintensidad, se puede hacer la siguiente clasificación:

- Sobreintensidad a tiempo independiente, cuando el relé actúa a la misma temporización independientemente de la intensidad. Normalmente, la temporización es nula, siendo la actuación instantánea.



- Sobreintensidad a tiempo dependiente o tiempo inverso. En este caso, el tiempo de actuación del relé, es función de la intensidad, de forma que, cuanto mayor sea ésta, menor será el tiempo de actuación.

Generalmente, se disponen ambos relés en paralelo con ambas funciones de protección, estando ambos recorridos por la misma intensidad. En este caso, la unidad instantánea, se ajusta a un valor ligeramente superior a intensidad de arranque de la unidad de tiempo dependiente.

Protección de sobreintensidad direccional: Este tipo de protección, introduce selectividad respecto a la anterior, actuando cuando la corriente circula en un sentido. Se compone de dos elementos:

- Un elemento direccional, que controla el sentido de circulación de la potencia.
- Un elemento de sobreintensidad, que controla la magnitud de la corriente.

En la imagen que sigue se observa, como en el primer caso, al producirse un defecto en el punto A, se produce el disparo de los relés correspondientes a las líneas 2 y 3, y no únicamente el de la línea 1 en la que ha tenido lugar. Para evitar la pérdida de posiciones sanas del sistema, se introducen los relés con protecciones de sobreintensidad direccional (segundo caso), con los que, como se observa, si estos se ajustan “mirando” a la línea, dispararía únicamente el correspondiente a la Línea 1 en la que tuvo lugar el defecto.

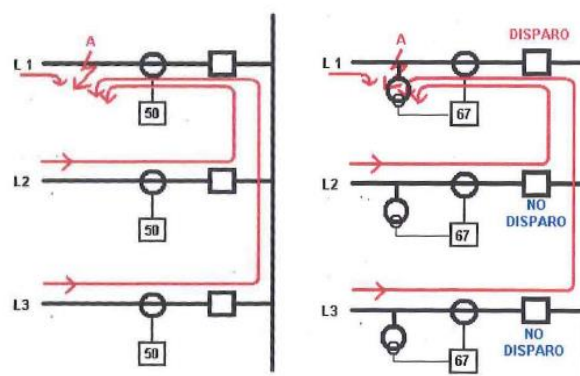


Fig. 11. Actuación de protección de sobreintensidad frente a sobreintensidad direccional

Protección de distancia o de impedancia: Salvan el problema de los relés de sobreintensidad de no actuar en situaciones en las que la potencia eléctrica generada es menor (periodos valle), como las horas nocturnas, en las que la corriente de cortocircuito se reduce, en ocasiones, por debajo del valor para el que están tarados. Los relés de distancia, controlan la impedancia de la línea vista por el relé (calculada a partir de la intensidad y tensión de cada fase), siendo ésta constante durante la explotación de la línea por depender de las características físicas y constructivas de la línea.



Además, en el caso de una línea concreta, el valor de impedancia calculada, se corresponde con un valor determinado de distancia a la falta, por lo que, a este tipo de protección, también se le conoce como “de distancia”.

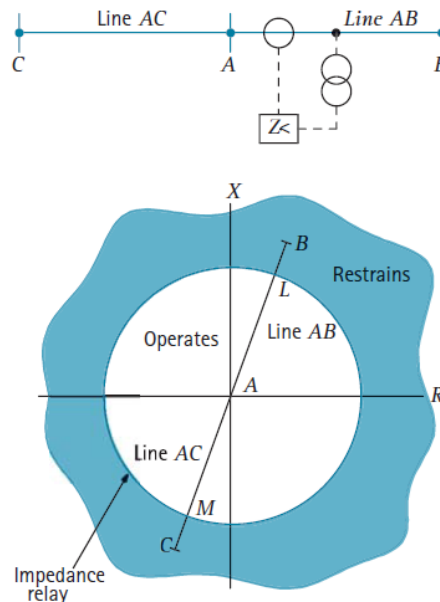


Fig. 12. Esquema de protección de una línea mediante relé de distancia. La zona azul es de no actuación o bloqueo (restrains) y el círculo blanco es la zona de disparo (operates) [10]

Protección diferencial de barras: se fundamenta, como todas las protecciones de tipo diferencial, en la comparación de los valores de las corrientes a la entrada y a la salida del elemento (barra) a proteger. En ausencia de averías (no defecto o defecto externo a la zona protegida), las corrientes entrantes y salientes de las barras son idénticas, situación que varía al producirse un fallo dentro de los límites de la zona protegida.

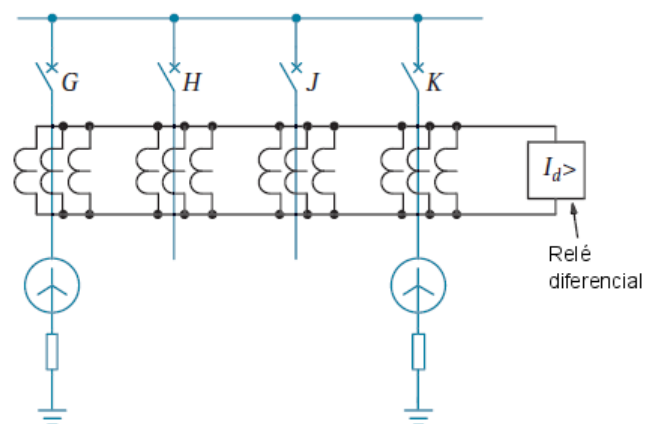


Fig. 13 Esquema de protección diferencial



Además de las funciones de protección, se comentan a continuación algunas **protecciones propias**, que incorporan los transformadores de potencia, como son las siguientes:

Protección Buchholz: El objeto del relé Buchholz, consiste en la detección del flujo gaseoso provocado como consecuencia de calentamientos globales que descomponen el aceite del transformador, o dan lugar a combustión de aislantes.

Por tanto, el **relé de Buchholz** está especialmente diseñado para la protección de los transformadores de potencia en baño de aceite. En el siguiente recuadro se presenta un modelo de relé de última tecnología con sus funciones principales. En la figura se observa que el relé va montado sobre la cuba del transformador.



Fig. 14. Relé Buchholz.

Funciones del relé:

- 1) Detección de emisión de gases del líquido dieléctrico debido a una descomposición provocada por el calor o arco eléctrico que pudiera producirse en el interior de la cuba.
- 2) detección de un descenso accidental del nivel del dieléctrico (disparo).
- 3) Lectura de la temperatura del líquido dieléctrico (disparo regulable)

Válvula liberadora de presión: Se trata de una válvula que evita que la cuba se deforme cuando en el interior del transformador de potencia se produce una sobrepresión. Estas válvulas actúan cuando en el interior de la cuba del transformador tiene lugar una situación catastrófica, saliendo por ellas el aceite hirviendo contenido en la cuba.

Las órdenes de conexión y/o desconexión dadas por las protecciones o automatismos, son finalmente ejecutadas por el Interruptor automático.

El **Interruptor automático** es el aparato mecánico capaz de conectar, conducir y desconectar las corrientes que se establecen en el circuito en condiciones normales y de conectar, conducir por un tiempo determinado y desconectar las corrientes que se establecen en el circuito bajo determinadas condiciones anormales (cortocircuito), de forma que en las maniobras de servicio,



los interruptores cortan intensidades desde 1 A hasta algunos miles, elevándose este valor (hasta más de 100.000 A para media tensión y decenas de kA en alta tensión) en situaciones de desconexión por cortocircuito.

Por lo general no se prevé la operación frecuente de un interruptor de potencia, aunque algunos tipos sean apropiados para maniobras habituales.

Los interruptores están definidos por su medio de desconexión (volumen de aceite, presión de aire, vacío, SF6) y sus mecanismos de accionamiento (a resorte, neumático, hidráulico). La extinción del arco eléctrico suele requerir una separación rápida de los contactos y un soplado simultáneo. Dependiendo de los parámetros de diseño los interruptores disponen de distintos mecanismos para realizar esta función.

Actualmente los interruptores de potencia de alta tensión existentes en el mercado utilizan como medio aislante gas hexafluoruro de azufre SF6. El tipo de accionamiento más usual es el accionamiento a resortes (Fig. 15), si bien para intensidades cortocircuito muy elevadas se utiliza también el accionamiento hidráulico.

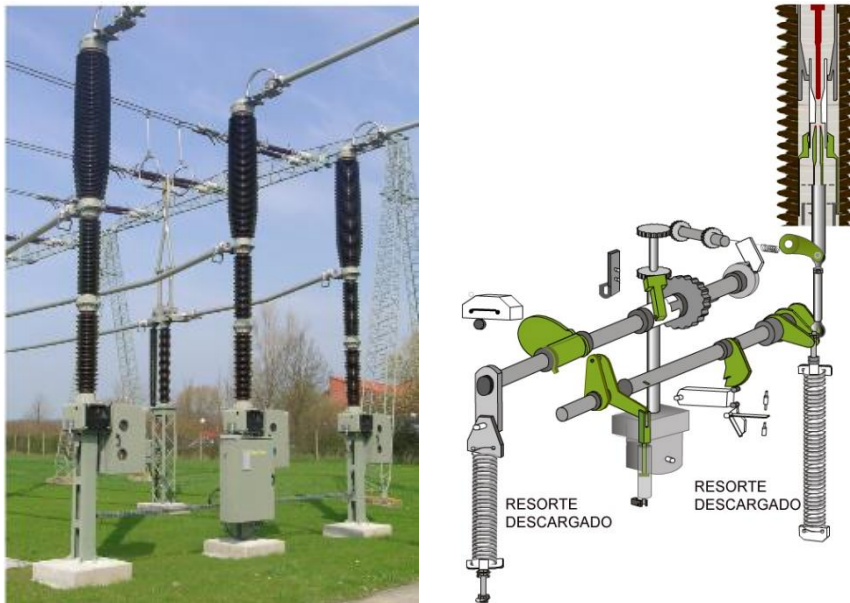


Fig. 15. Interruptor de potencia accionado por mecanismo de resortes



4. PROYECTO DE AMPLIACIÓN

4.1. OBJETIVOS Y MOTIVACIONES

El objetivo perseguido con el presente trabajo es la incorporación en el parque de intemperie de la SE Tabiella de un nuevo transformador de potencia de relación 132/20 kV de 50 MVA, junto con la nueva posición de 132 kV y su conexión con el sistema de 20 kV.

Actualmente, la distribución de 20 kV de la Subestación de Tabiella está alimentada por dos transformadores de relación 132/20 kV y 30 MVA de potencia cada uno.

Disponer de otro transformador aumentaría considerablemente la fiabilidad del conjunto de la instalación, y con ello, la seguridad y calidad de servicio, asegurando el suministro en caso de que se presentase alguna anomalía de funcionamiento en alguno de los transformadores que actualmente alimentan al sistema de 20 kV, o de necesitar realizar labores de mantenimiento en alguna de las máquinas anteriormente mencionadas.

En el apartado de referencias (apartado 7), se incluye un listado de toda la normativa e instrucciones técnicas vigentes que han sido revisadas y observadas durante el desarrollo de este proyecto.

4.2. EMPLAZAMIENTO Y CONDICIONES AMBIENTALES

La Subestación objeto de este trabajo, propiedad de HidroCantábrio Distribución Eléctrica S.A, se encuentra en la localidad de Tabiella, en el concejo de Avilés, Principado de Asturias. En concreto, las modificaciones a introducir en la misma, se sitúan en el parque de intemperie de la Subestación.

La subestación está formada por los siguientes parques de intemperie y transformadores de potencia:

- Un (1) parque intemperie de 220 kV.
- Un (1) parque intemperie de 132 kV.
- Un (1) parque intemperie de 50 kV.
- Un (1) sistema 20 kV de interior.
- Un (1) autotransformador de potencia de 220/132 kV
- Tres (3) transformadores de potencia de 220/50 kV.
- Tres (3) transformadores de potencia de 132/50 kV.
- Dos (2) transformadores de potencia de 132/20 kV.

En concreto, el parque de 132 kV, objeto del presente Trabajo, presenta una configuración de doble barra (Fig. 16) y está formado por las siguientes posiciones:



- Tres (3) posiciones de línea.
- Tres (3) posiciones de transformador de relación 132/50 kV.
- Dos (2) posiciones de transformador de relación 132/20 kV.
- Una (1) posiciones de autotransformador de relación 132/220 kV.
- Una (1) posición de acoplamiento de barras.
- Una (1) posición de medida de barras.
- Siete (7) posiciones de reserva.

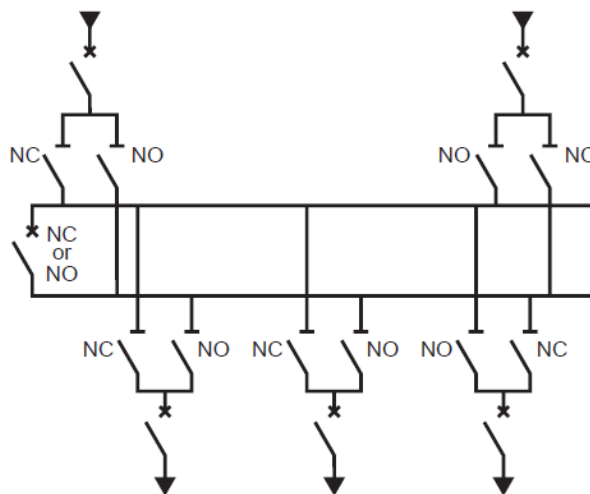


Fig. 16. Configuración de doble barra. Nomenclatura: NO “normalmente abierto”; NC “normalmente cerrado”.

Por su parte, el sistema de 20 kV, presenta de igual forma configuración de doble barra. Los módulos de esta configuración, se designan como “Barras A” y “Barras B”, y están constituidos respectivamente por las siguientes posiciones:

Barras A:

- 1 Posición acoplamiento transversal 1 barras 1A-2A
- 1 Posición de medida de tensión de barras 1A-2A
- 9 Posiciones de línea
- 1 Posición de transformador
- 2 Posiciones de remonte de barras 1A-2A

Barras B:

- 1 Posición de acoplamiento transversal 2 barras 1A-2A
- 2 Posiciones de acoplamiento longitudinal barras 1A-2A
- 1 Posición de medida de tensión de barras 1A-2A



- 7 Posiciones de línea
- 1 Posición de transformador
- 3 Posiciones de remonte de barras 1A-2A
- 1 Posición de servicios auxiliares
- 1 Posición de reserva

La instalación de ampliación objeto de estudio se pretende ubicar en una zona, actualmente en reserva, situada entre los dos transformadores existentes de 132/20 kV.

Las condiciones climáticas del lugar son:

Tabla 2. Condiciones climáticas

Temperaturas extremas (°C)	-5/40
Velocidad máxima del viento (km/h)	120
Ráfagas excepcionales de viento (km/h)	180
Contaminación ambiental	Fuerte
Nivel de niebla	Elevado

De acuerdo a lo establecido por el RD 223/08 [11] se considera que, a la ubicación estudiada, corresponde un nivel de contaminación **fuerte** (III), puesto que se trata de una zona cercana al mar, y en cualquier caso expuesta a vientos relativamente fuertes provenientes del mar.



4.3. CARÁCTERÍSTICAS GENERALES DE LA RED

4.3.1. SISTEMA DE 132 Kv

La red de 132kV de HC Distribución Eléctrica S.A. posee las siguientes magnitudes fundamentales desde el punto de vista eléctrico:

Tabla 3. Magnitudes fundamentales sistema 132 kV

Tensión Nominal (U_n)	132 kV
Tensión máxima/mínima	142/120 kV
Tensión más elevada para el material (U_m)	145 y 170 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión soportada a 50 Hz (1 min)	275 kV / 325 kV
Tensión soportada onda 1,2/50 μ s	650/750 kV _{cresta}
Intensidad máxima de cortocircuito tripolar en el lugar de la instalación	20 kA
Intensidad máxima de defecto a tierra, en el lugar de la instalación	25 kA
Sistema neutro	Rígido a tierra
Tiempo de disparo ante un defecto tripolar	0,5 s
Tiempo de disparo ante un defecto homopolar	0,5s

4.3.2. SISTEMA DE 20Kv

Por su parte, el sistema de 20 kV posee las siguientes magnitudes fundamentales desde el punto de vista eléctrico:

Tabla 4. Magnitudes fundamentales sistema 20 kV

Tensión Nominal (U_n)	20 kV
Tensión de servicio	22 kV
Tensión más elevada para el material (U_m)	24 kV
Frecuencia	50Hz
Tensión soportada a 50 Hz (1 min)	50kV
Tensión soportada onda 1,2/50 μ s	125 kV _{cresta}
Intensidad de cortocircuito tripolar	10 kA



Tiempo máximo de permanencia de la falta	2s
Sistema neutro	Mediante resistencia
Intensidad máxima de defecto a tierra	500A
Tiempo de permanencia de un defecto	0,3s

4.4. TRABAJOS A REALIZAR

Los trabajos a realizar, necesarios para la nueva posición de transformador, se detallan a continuación:

- Instalación de un (1) interruptor automático en SF6 132kV.
- Instalación de seis (6) seccionadores pantógrafos 132kV.
- Instalación de tres (3) Transformadores de intensidad.
- Instalación de tres (3) Pararrayos de óxidos metálicos con contador de descargas 132 kV.
- Instalación de tres (3) Aisladores de Apoyo.
- Instalación de un (1) transformador de potencia 132/20kV 50 MVA
- Instalación de un (1) seccionador unipolar para puesta a tierra del neutro 132 Kv
- Instalación de tres (3) Pararrayos de óxidos metálicos con contador de descargas 20 Kv
- Instalación de un (1) seccionador unipolar para puesta a tierra del neutro 20 Kv
- Instalación de una (1) celda 20kV posición transformador.
- Instalación de armarios de centralización de los circuitos de control y fuerza, en el parque exterior, que permita un reparto de tensiones en baja tensión a los mandos de las ZONAS.

Además de lo mencionado, se requeriría de la obra civil pertinente, destinada a alojar los equipos (fuera del alcance de este proyecto).

4.5. IMPACTO AMBIENTAL

Puesto que la reforma planteada se ejecutará intercalada entre otras instalaciones similares, ya existentes, en las que se dispone del mismo tipo de aparillaje, no se considera variación en el impacto ambiental, por lo que no resulta necesaria realización de *Estudio preliminar de Impacto Ambiental*.



4.6. CONDICIONES ACÚSTICAS

Las emisiones acústicas adicionales, serán las provenientes del funcionamiento del nuevo transformador.

Puesto que el parque de intermedia cuenta actualmente con dos transformadores (existen siete dentro de la subestación) y el límite del cerramiento se encuentra a aproximadamente 93 metros, no se considera que el impacto acústico de dicho transformador afecte a los límites de calidad acústica indicados en el R.D. 1367/2007, de 19 de octubre. [12]

4.7. ESTUDIO DE CAMPOS MAGNÉTICOS

De acuerdo a la ITC-RAT 15 [1] , p.3.15, en el diseño de las subestaciones intermedia se deben adoptar las medidas adecuadas para minimizar, en el exterior de las instalaciones, los campos magnéticos creados por la circulación de corriente a 50 Hz en los diferentes elementos de las instalaciones, cuando esas subestaciones se encuentren próximas a edificios de otros usos.

De acuerdo a lo comentado en el anexo I. , la suma del campo magnético generado por las celdas y las zanjas que contienen las acometidas de 20 kV así como la posición de 132 kV y el nuevo transformador, podría suponer en el interior de la subestación un campo magnético de $40\mu\text{T}$, tendente a disminuir a medida que nos alejamos de la misma. Se trata de un valor muy inferior al límite de $100\mu\text{T}$ indicado en la Recomendación del Consejo Europeo para una frecuencia industrial de 50 Hz (propia de la actividad de transporte y distribución de energía eléctrica).

Se concluye, por tanto, que no resulta necesaria la adopción de ningún tipo de medida para minimizar los campos magnéticos.

4.8. ALTURAS Y DISTANCIAS

En la siguiente tabla se exponen las distancias y alturas mínimas calculadas en el apartado correspondiente DISTANCIAS MÍNIMAS (anexo I.). En los casos necesarios, se ha utilizado como referencia el sistema de 132 kV, y el caso más restrictivo para éste.



Tabla 5. Distancias y alturas mínimas

	Valor calculado
Distancia mínima fase-fase en aire	130 cm
Distancia mínima fase-tierra en aire	130 cm
Altura mínima de elementos en tensión no protegidos que se encuentren sobre pasillos	380 cm
Altura mínima de los elementos en tensión en las zonas accesibles	230 cm
Distancia para trabajos dentro de la instalación y próximos a elementos no protegidos	430 cm
Distancia horizontal del elemento en tensión al cierre	280 cm
Distancia para trabajos en proximidad a elementos en tensión	160 cm
Distancia en zonas de protección contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación	6,5 m

Las Figuras que siguen, permiten comprobar de manera visual que las distancias y alturas mínimas calculadas, son inferiores a las que se prevé que haya en la subestación.

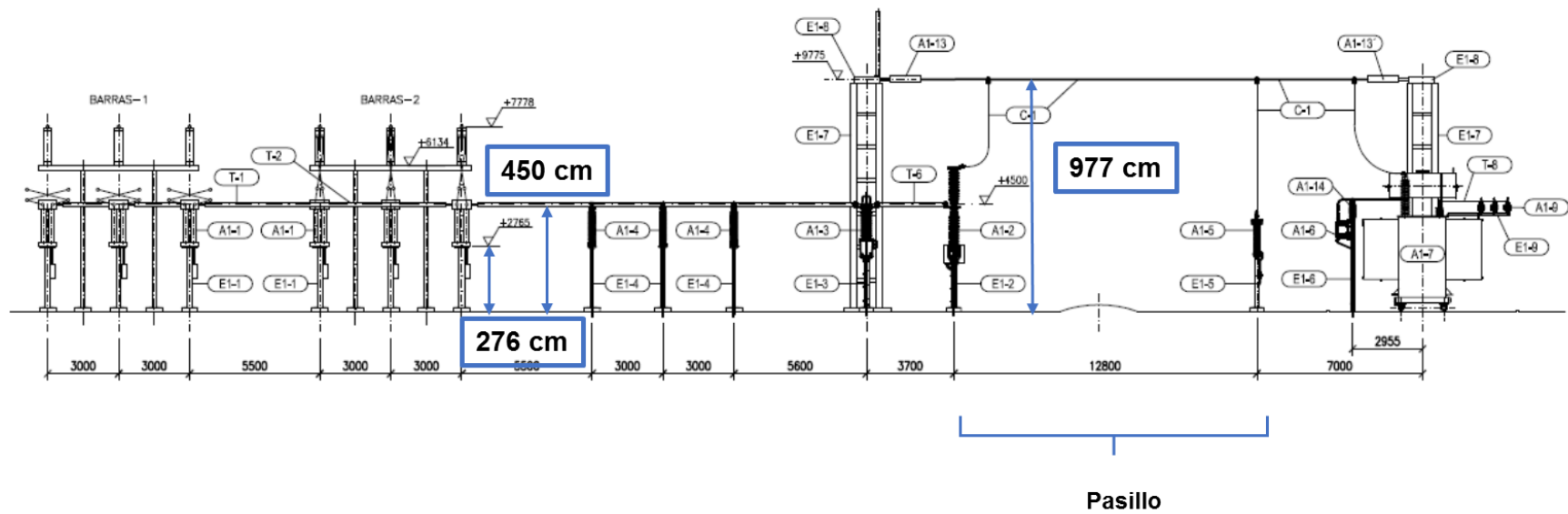


Fig. 17. Alzado nueva posición

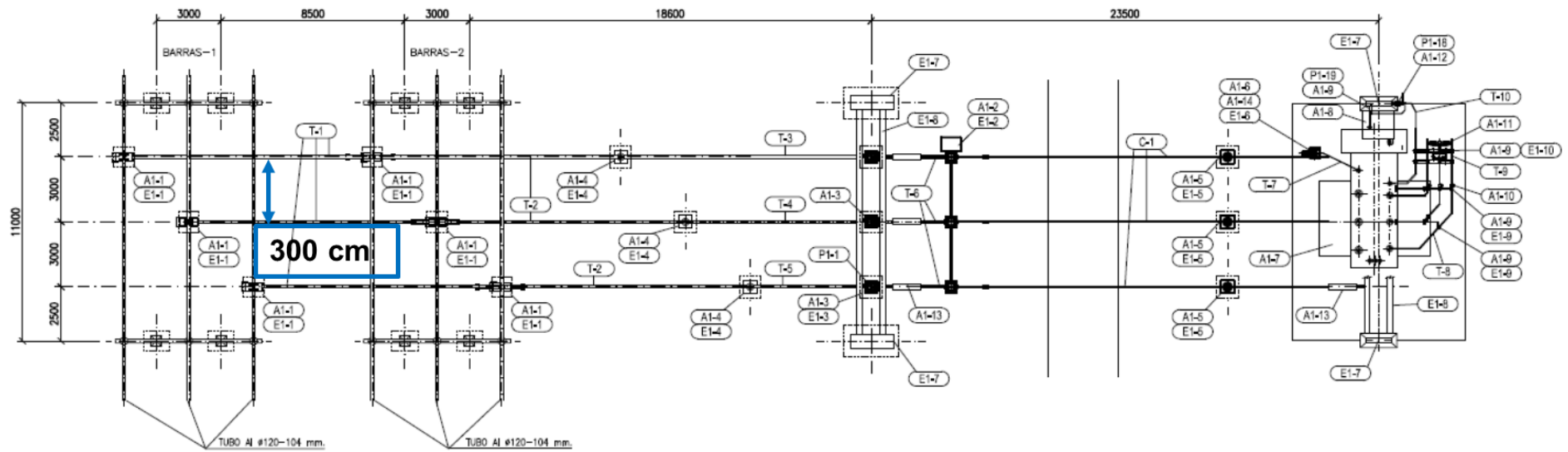


Fig. 18. Planta nueva posición

4.9. COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

Además de la red de tierras superiores que la protegen de las descargas atmosféricas, para prevenir que las sobretensiones exteriores puedan afectar a los equipos de la subestación, se dispone tanto en las entradas de línea como en ambos niveles de tensión de los transformadores, de supresores de tensión (pararrayos o autoválvulas), dimensionados para cumplir con los requisitos que la coordinación de aislamiento requiere en este tipo de instalaciones. Dichas electroválvulas limitan el valor de sobretensión que soportará el equipo de protegido en caso de que se presente una contingencia (Fig. 19).

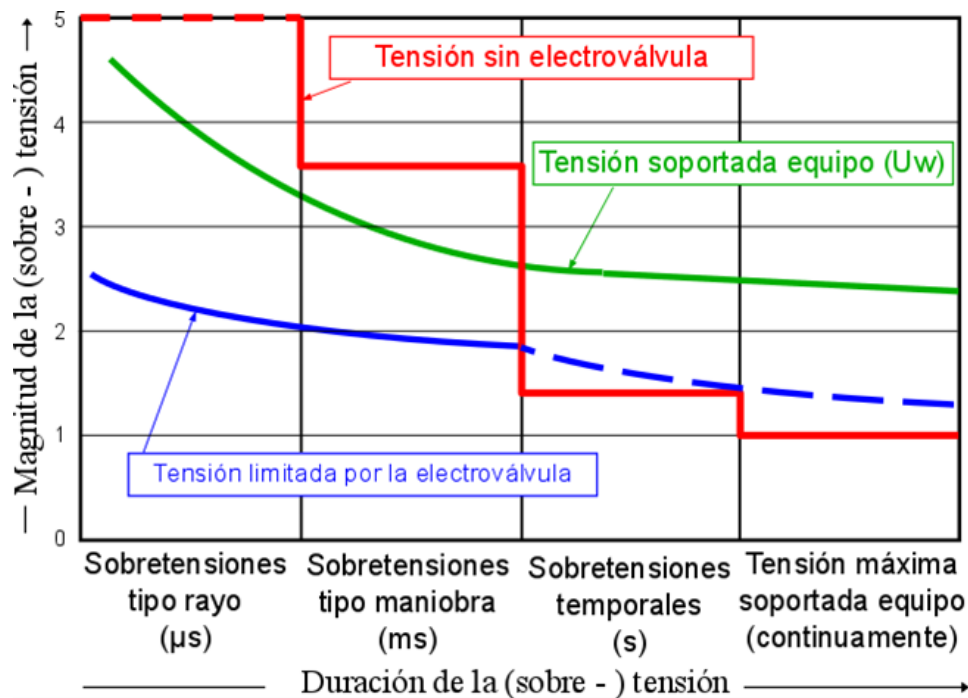


Fig. 19. Representación de la magnitud de las tensiones y sobretensiones en sistemas eléctricos de

potencia en función del tiempo de duración $(1\text{pu} = \sqrt{2} \cdot U_s / \sqrt{3})$

La Fig. 20 corresponde al esquema de protección del transformador de potencia frente a sobretensiones utilizando supresores de tensión.

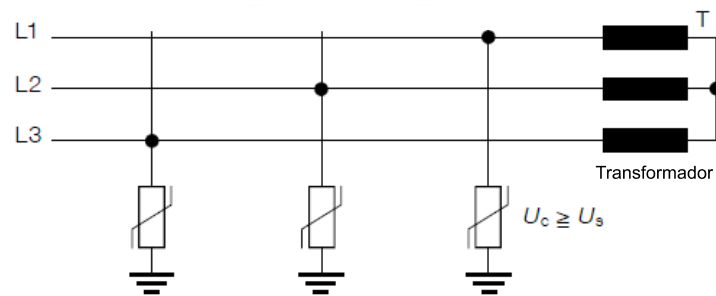


Fig. 20. Arreglo de supresores de tensión para la protección del transformador de potencia contra sobretensiones. U_c es la tensión de funcionamiento continuo del supresor y U_s tensión máxima de funcionamiento del sistema

El pararrayos seleccionado corresponde al modelo *Zinc-Oxide Arrester TEXLIM Q-C*, que ofrece una protección de aparata, transformadores y otros equipos en sistemas de alta tensión contra sobretensiones atmosféricas.

Tabla 6. Comparativa datos selección pararrayos

	Criterio	Valor catálogo
Corriente nominal (I_n)	10 kA	10 kA
Clase del pararrayos	2/3	3
Longitud de la línea de fuga	≥ 4.495 mm	4.800 mm
Tensión continua de operación (U_c)	$\geq 83,7$ kV	92 kV
Valor sobretensiones temporales (10s)	$\geq 113,49$ kV	136 kV
Nivel de protección (U_{pl})	$\leq 433,33$ kV	311

4.10. COMPROBACIÓN DE LA RED DE TIERRAS

Los sistemas de puesta a tierra son integrantes fundamentales de los sistemas eléctricos, en los que asumen diversas funciones, proporcionando un camino seguro a la disipación en el terreno de corrientes eléctricas de origen diverso, como pueden ser faltas a tierra, desequilibrios en las cargas, etc.

La puesta a tierra, permite la protección de los equipos frente a sobretensiones de origen atmosférico, o como consecuencia de maniobras realizadas. Aseguran la protección de las personas y los animales ante el choque eléctrico por contactos indirectos durante las situaciones



de falta, creando un entorno seguro en el interior de las instalaciones afectadas y en sus proximidades. Éstas y otras funciones son desempeñadas por el sistema de puesta a tierra

Como resulta lógico pensar, las más importantes son las relacionadas con la seguridad de las personas, por lo que el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión [1], establece valores límite de las tensiones de paso y de contacto que no deben superarse.



Fig. 21. Red de tierras

La tensión de paso es la diferencia de potencial que podría experimentar una persona entre sus pies con separación 1 m, cuando se presenta una corriente de falta en una estructura cercana puesta a tierra, pero no se tiene contacto con ella.

Por su parte, la tensión de contacto es la diferencia de potencial que podría experimentar una persona a través de su cuerpo, cuando se presenta una corriente de falla en la subestación eléctrica, y al mismo tiempo, la persona tiene una mano o parte de su cuerpo en contacto con una estructura puesta a tierra.

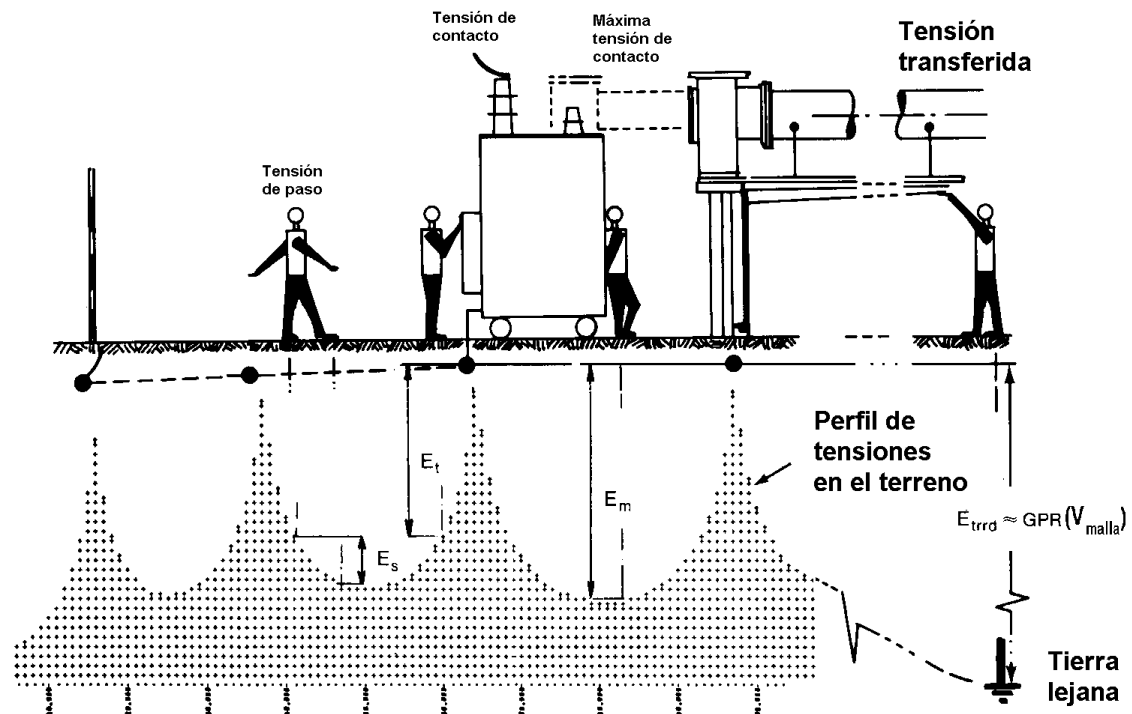


Fig. 22. Tensión de paso y de contacto

Puesto que el presente trabajo trata sobre la ampliación de una subestación, y no de la creación de una nueva, no se calculará la red de tierras necesaria, sino que se comprobará la validez de la red de tierras existente ante las modificaciones introducidas.

A este fin, se calcularán las tensiones de malla y de paso, según el método propuesto por IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding [13], y se compararán con las establecidas por el Reglamento [1]



4.10.1. MÉTODO IEEE GUIDE FOR SAFETY IN AC SUBSTATION GROUNDING

El IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding [13] propone la siguiente metodología para el cálculo de las tensiones de malla (E_m) y de paso (E_p), que se compararán con las determinadas en base al Reglamento [1]

TENSIÓN DE MALLA (E_m)

La tensión de malla se obtiene mediante aplicación de la siguiente ecuación

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L_M}$$

Dónde:

- $\rho \rightarrow$ resistividad del terreno
- $K_m \rightarrow$ Factor de espaciamento para el cálculo de tensión de malla
- $K_i \rightarrow$ Factor de corrector por geometría
- $L_M \rightarrow$ Longitud efectiva enterrada para cálculo de tensión de malla con picas

Factor de espaciamento

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left[\left[\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left[\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right] \right]$$

Para mallas con picas a lo largo del perímetro o en las esquinas de la malla $K_{ii}=1$

Para mallas sin picas o con pocas picas, no localizadas en las esquinas o en el perímetro de la malla:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{2}{n}}}$$

$$n = n_a + n_b + n_c + n_d$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p}$$

$$N_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}}$$

$N_b=1$ para mallas cuadradas

$$N_c = \left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{0,7 \cdot A}$$



$N_c = 1$ para mallas cuadradas y rectangulares

$$N_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

$N_d = 1$ para mallas cuadradas y rectangulares y de lado L

Dónde:

- $L_c \rightarrow$ longitud total del conductor en la malla horizontal, en metros
- $L_p \rightarrow$ Longitud del perímetro de la malla en metros
- $A \rightarrow$ Área de la malla en metros cuadrados
- $L_x \rightarrow$ Longitud máxima de la malla en dirección x, en metros
- $L_y \rightarrow$ Longitud máxima de la malla en dirección y, en metros
- $D_m \rightarrow$ Distancia máxima entre cualesquiera dos puntos de la malla, en metros

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} ; h_0 = 1m$$

Factor de corrector por geometría

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n$$

Longitud efectiva enterrada para cálculo de tensión de malla con picas

$$L_M = L_c + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \cdot L_R$$

Dónde:

- $L_r \rightarrow$ Longitud de cada pica, en metros

TENSIÓN DE PASO (E_s)

$$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_s}$$

Dónde:

- $\rho \rightarrow$ resistividad del terreno
- $K_s \rightarrow$ Factor de espaciamento para el cálculo de tensión de paso
- $K_i \rightarrow$ Factor de corrector por geometría
- $I_G \rightarrow$ Corriente de defecto monofásico a tierra



- $L_s \rightarrow$ Longitud efectiva enterrada para cálculo de tensión de paso

Longitud efectiva enterrada para cálculo de tensión de paso

$$L_s = 0,75 \cdot L_c + 0,85 \cdot L_R$$

Factor de espaciamento para el cálculo de tensión de paso

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D \cdot h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{2-n}) \right]$$

4.10.2. VALORES LÍMITES ESTABLECIDOS POR EL REGLAMENTO [1]

El Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de la seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, establece unos valores límite de tensiones de malla y de paso, que no deben superarse para que el diseño de la red de mallas se considere adecuado.

TENSIÓN DE MALLA (U_c)

De acuerdo al Reglamento. La tensión de malla (U_c), se calcula de acuerdo a la expresión que sigue:

$$U_c = U_{ca} \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \cdot Z_B} \right] = U_{ca} \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

Dónde:

- $U_c \rightarrow$ Tensión de contacto máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales
- $U_{ca} \rightarrow$ Tensión de contacto aplicada admisible. La tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies.
- $R_{a1} \rightarrow$ Es, por ejemplo, la resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2.000 Ω
- $R_{a2} \rightarrow$ Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie, $R_{a2} = 3\rho_s$, donde ρ_s es la resistividad del suelo cerca de la superficie
- $Z_B \rightarrow$ Impedancia del cuerpo humano. Se considera un valor de 1.000 Ω .



TENSIÓN DE PASO (U_p)

Por su parte, la tensión de paso, se determina mediante la expresión:

$$U_p = U_{pa} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 2 \cdot R_{a2}}{Z_B} \right] = 10 \cdot U_{ca} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

Dónde:

- U_p → Tensión de paso máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales.
- U_{pa} → Tensión de paso aplicada admisible. La tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre los dos pies.
- R_{a1} → Es, por ejemplo, la resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2.000 Ω
- R_{a2} → Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie, $R_{a2} = 3\rho_s$, donde ρ_s es la resistividad del suelo cerca de la superficie
- Z_B → Impedancia del cuerpo humano. Se considera un valor de 1.000 Ω .

4.10.3. COMPARACIÓN

En base a los cálculos expuestos en los apartados (anexo IV.), en la tabla que sigue, se observa que los valores de tensión de malla y de paso, calculados de acuerdo al método propuesto en I-EEE 80 [13] son inferiores a los máximos admisibles establecidos en el Reglamento [1].

Tabla 7. Comparativa valores tensión de paso y malla (V)

	Tensión de Malla (U_c)	Tensión de Paso (U_p)
RD	46.920,00	1.326,00
I-EEE 80	1.036,94	1.250,07



5. DAÑO A EQUIPOS Y PROTECCIÓN DE LOS MISMOS

5.1. CURVAS DE DAÑO O CURVAS CARACTERÍSTICA DE LÍMITE TÉRMICO PARA CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES Y OTRAS CARGAS

Los equipos de protección (relés, interruptores automáticos, fusibles, etc.) tienen bien definidas sus características de funcionamiento tiempo-corriente que relacionan el tiempo de disparo de estos dispositivos en función del valor de la corriente de fallo o de sobrecarga medidas. Es deseable y necesario coordinar estas curvas con otras, de características comparables, que relacionen la duración e intensidad de las corrientes con la capacidad térmica de los equipos. Estas curvas son las denominadas curvas características de límite térmico, o curvas de daño de los equipos.

5.2. CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES Y CABLES AISLADOS

La curva característica de los conductores presenta varias marcas o zonas (*Fig. 23*): 1) límite por ampicidad; 2) zona de sobrecarga temporal (emergencia) y 3) zona de la curva de daño debido a cortocircuito. En la figura se incluyen todas estas zonas, desde la parte superior de la curva hasta el límite inferior. En la práctica, solo se utiliza la parte inferior (el límite por cortocircuito).

- **Ampicidad** (>1~6 horas): corriente que soporta el cable de forma indefinida sin que se produzca un deterioro del material (sobre todo degradación del aislante) que lo conforma. El valor límite es dado por el fabricante con observancia de la normativa técnica, (véase listado de normas de aplicación en el apartado 7) para una referencia de temperatura ambiente estándar. Dicho valor se debe corregir por temperatura ambiente y tipo de instalación.
- **Límite de sobrecarga intermedia** (de 10 segundos a 1~6 horas): esta sobrecarga tampoco produce un daño inmediato del cable, más si su deterioro. La curva de daño en esta zona se calcula en función de la inercia térmica del conductor, el tipo de aislamiento del cable y las condiciones de instalación (en ducto, bandejas, con 1 o más circuitos, etc.). Se estima que el conductor tarda entre 1 y 6 horas en estabilizar su temperatura luego de un cambio en la carga conectada (corriente circulante). Por este motivo, el cable puede tolerar, durante un tiempo y dentro de cierto margen o rango de corrientes, una sobrecarga sin sufrir daños permanentes. Para ilustrar este comportamiento se incluye la siguiente tabla que relaciona el tiempo máximo admisible con el porcentaje de sobrecarga respecto de la corriente nominal según el factor k (corrección por tipo y condiciones de instalación y de temperatura ambiente) para cables EPR-XLP.



Tabla 8. Tiempo máximo admisible de sobrecarga (en % de la corriente nominal) según el factor k (corrección por tipo y condiciones de instalación y de temperatura ambiente) para cables EPR-XLP

Time	Percent Overload					
Seconds	K=0.5	K=1	K=1.5	K=2.5	K=4	K=6
	EPR-XLP	$T_N = 90^\circ\text{C}$	$T_E = 130^\circ\text{C}$			
10	1136	1602	1963	2533	3200	3916
100	374	518	629	807	1018	1244
1000	160	195	226	277	339	407
10000	126	128	132	140	152	168
18000	126	127	128	131	137	147

- **Curva de daño por cortocircuitos** (primeras 3 décadas de la escala vertical: 0,01 a 10S): Estos valores son críticos; si se superan, puede dañarse de forma inmediata el conductor (*Fig. 23*).

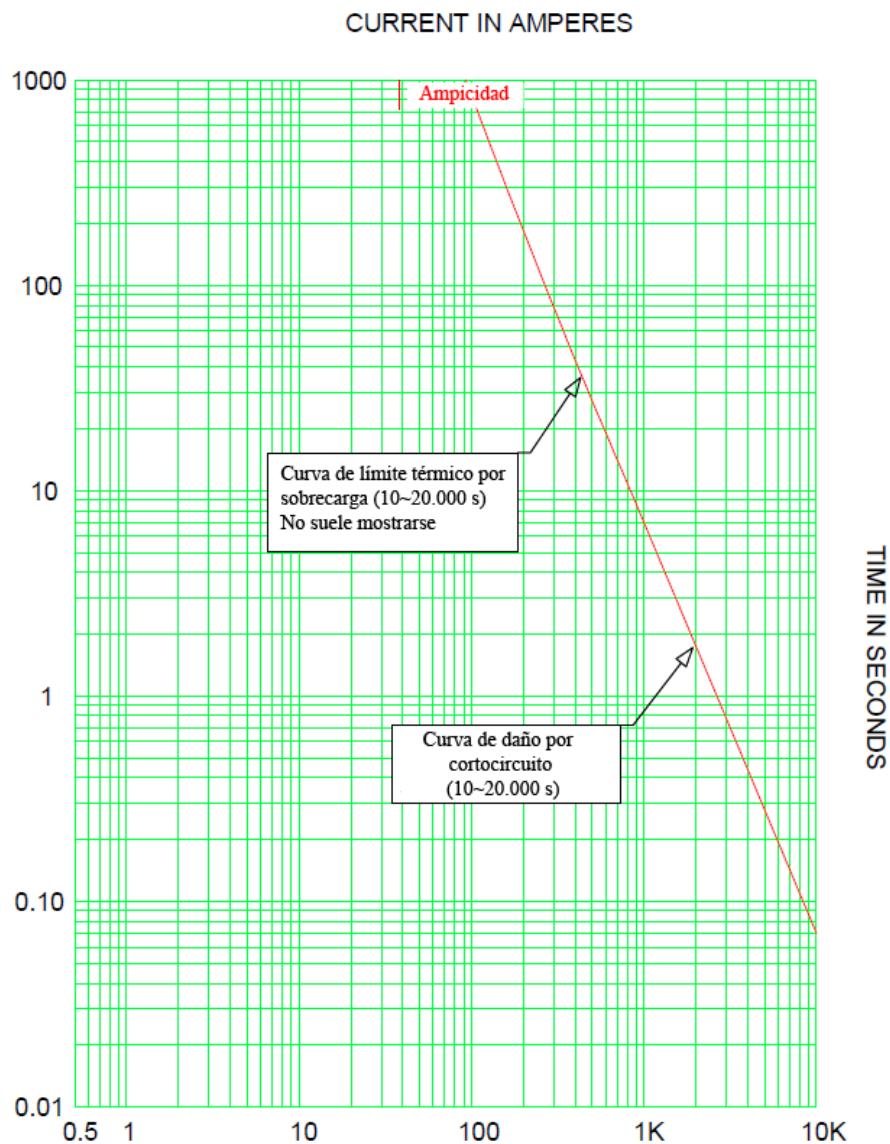


Fig. 23. Curva de daño de un conductor

5.3. EXPRESIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS VALORES DE LA CURVA DE CORTOCIRCUITO DEL CONDUCTOR

Las normas IEC 60949 y UNE 21192 (aplicables a cables de media tensión) incluyen las siguientes expresiones para la determinación del tiempo que tarda en subir la temperatura del conductor, desde el valor de funcionamiento servicio a plena carga (en torno a 90°C) hasta la temperatura máxima admisible.

Conductor de cobre:



$$\left[\frac{I}{S}\right]_{2t} = 115679 \cdot \log \frac{T2 + 228}{T1 + 234}$$

Conductor de aluminio:

$$\left[\frac{I}{S}\right]_{2t} = 48686 \cdot \log \frac{T2 + 228}{T1 + 228}$$

Donde:

- T1: temperatura inicial (90°);
- T2 temperatura máxima que puede soportar el cable y a partir de la cual se degrada de forma irreversible (250°C es un valor típico).
- 'I' es la corriente de cc en Amperios. 't' tiempo en segundos.
- 'S' es la sección de conductor (en mm²).

Para **conductores desnudos ACSR** (límite térmico en 645°C)

$$t = \left(0,865 \cdot \frac{A}{I}\right)^2$$

La corriente máxima de cortocircuito se determina mediante la aplicación de fórmulas fundamentadas en la energía térmica almacenada en el material conductor y en el límite máximo de temperatura tolerada por el material aislante. Con carácter general, el tiempo de circulación de la corriente de cortocircuito admitido es muy corto, quedando el calor generado durante el incidente confinado en el interior del conductor sin que se produzca intercambio del mismo con el medio. En estas condiciones se asume que el desarrollo térmico sigue una función adiabática que solo depende del material del propio conductor.

Conviene señalar que la temperatura alcanzada por el conductor persiste por un tiempo significativamente superior a la duración del cortocircuito. A título ilustrativo, conductores que tardan 1 segundo en incrementar su temperatura desde los 90° de la condición de servicio hasta los 250° debido al fallo, pueden demorar una hora en retomar su temperatura normal [14].

En la tabla que sigue, se muestran los límites de temperatura de diseño para cables tipo XLP, en 3 condiciones: cortocircuito, sobrecarga intermedia (situación de emergencia), y condición normal de funcionamiento.

Tabla 9. Límite de temperatura de funcionamiento de cables tipo XLP

Tipo	Tensión	Cortocircuito 0,01 < t < 10 s	Emergencia (sobrecarga) 10 s < t < 1-6 hrs	Normal T > 1-6 hr
XLP	5-20 kV	250 °C	130°C	90°C



La Fig. 24, un ejemplo de gráfico de intensidades de cortocircuito en cables con aislamiento XLPE, de la marca comercial Prysmar Voltalene [15]

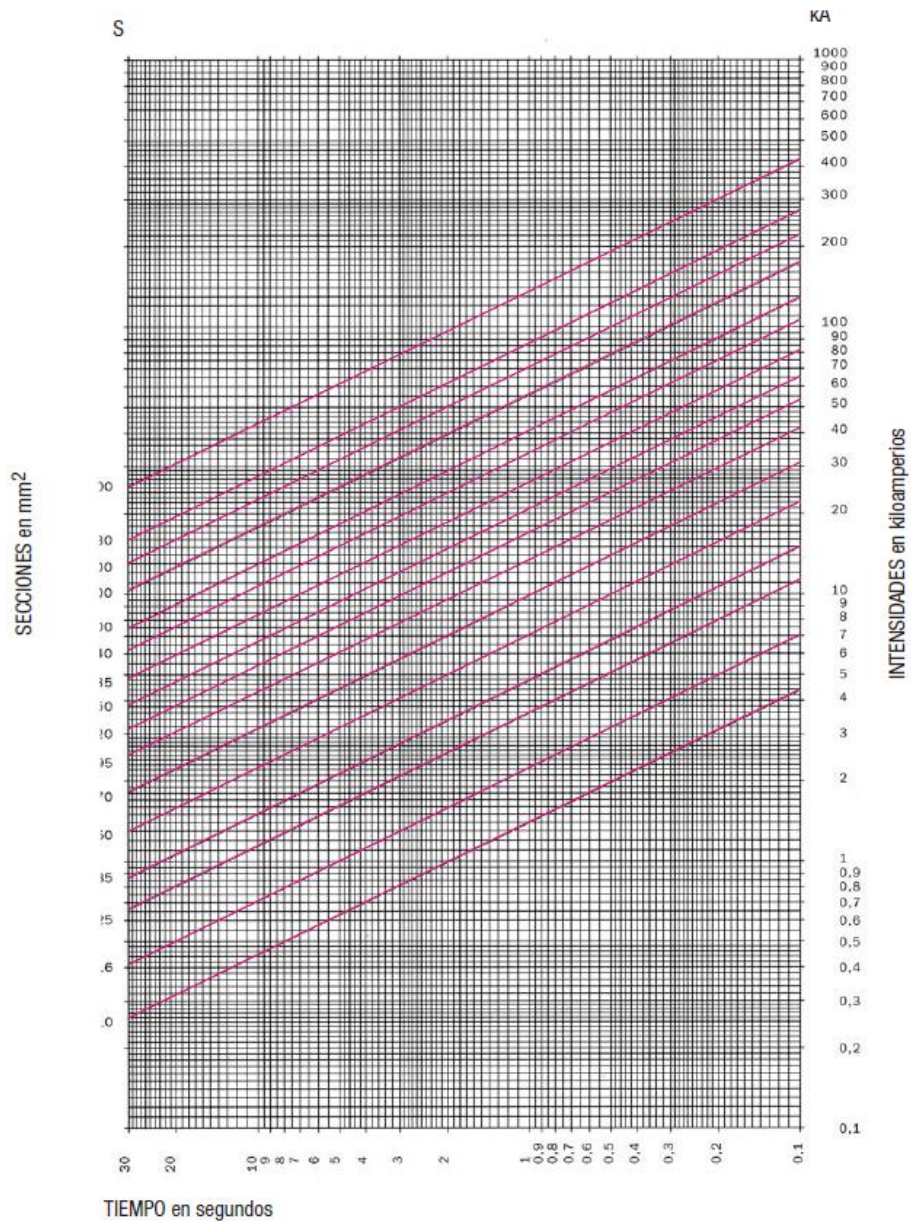


Fig. 24. Gráfico de intensidades de cortocircuito para cable con aislamiento tipo XLPE de Prysmar Voltalene



5.4. CURVA DE DAÑO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Para caracterizar la curva de daño de un transformador deben los siguientes parámetros [16]:

Corriente del transformador a plena carga (FLA Full Load Amps): Valor máximo de la corriente de funcionamiento en modo continuo, referido a unas condiciones de temperatura ambiente específicas y limitado por el incremento máximo de temperatura permitido según el tipo de material aislante. El FLA se marca en el extremo superior de la gráfica (tiempo correspondiente a los 1000 s). Este valor suele representarse referido al secundario.

En la siguiente tabla se incluyen los incrementos de temperatura máximos permitidos en el transformador según el tipo de refrigeración y los límites de los materiales de uso común [17].

Tabla 10. Límites térmicos de transformadores de potencia, clasificados según método de refrigeración

Cooling Method	Ave/Max Amb. Temp.	Hot Spot Temp.	Temp. Rise	Total Temp. Rise	Insul. Temp.	Max. Winding SC Temp.
AA	30°C/40°C	15°C	75°C	120°C/130°C	130°C	300°C
		20°C	90°C	140°C/150°C	150°C	350°C
		25°C	115°C	170°C/180°C	180°C	400°C
		30°C	130°C	190°C/200°C	200°C	425°C
		30°C	150°C	210°C/220°C	220°C	450°C
OA	30°C/40°C	10°C	55°C	95°C/105°C	105°C	200°C-AL
		15°C	65°C	110°C/120°C		250°C-CU

Términos de la tabla:

- *Hot spot*: punto más caliente del devanado del transformador;
- *Temp Rise*: incremento de temperatura.
- *Insul. temp*: temperatura del aislante.
- *Max. Winding SC*: Máxima temperatura del devanado cuando circulan corrientes de cortocircuito.
- *OA: Oil immersed self cooled*: transformador en aceite con refrigeración por convención natural (actualmente se designa como ONAN).
- *AA: Oil immersed air forced*; el aceite circula por convención natural, pero dispone de un ventilador para ayudar en su refrigeración (actualmente se designa como ONAF)

La norma UNE 60076-5:2000 [18] establece los valores límites de temperatura que se muestran en la tabla que sigue:



Tabla 11. Valores admisibles de la temperatura media de cada arrollamiento después del cortocircuito

Tipo de transformador	Temperatura del sistema de aislamiento, °C (clase térmica entre paréntesis)	Valor máximo de la temperatura, °C	
		Cobre	Aluminio
Sumergido en aceite	105 (A)	250	200
Seco	105 (A)	180	180
	120 (E)	250	200
	130 (B)	350	200
	155 (F)	350	200
	180 (H)	350	200
	220	350	200

NOTA 1 – En el caso de arrollamientos contruidos con aleaciones de aluminio de alta resistencia a la tracción, pueden permitirse valores máximos más altos de temperatura, por acuerdo entre fabricante y comprador, pero que no excedan a los correspondientes al cobre.

NOTA 2 – Cuando se utilicen otros sistemas de aislamiento distintos a la clase térmica A en transformadores sumergidos en aceite, pueden permitirse valores de temperatura máxima diferentes, por acuerdo entre fabricante y comprador.

5.4.1. CORRIENTE MAGNETIZANTE DE ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR (INRUSH)

La corriente magnetizante de energización inrush es la corriente medida inmediatamente después de poner en tensión el transformador. Su valor está fuertemente influenciado por la componente transitoria de la corriente, el magnetismo remanente del núcleo y la fase de la onda de tensión de alimentación (Fig. 25).

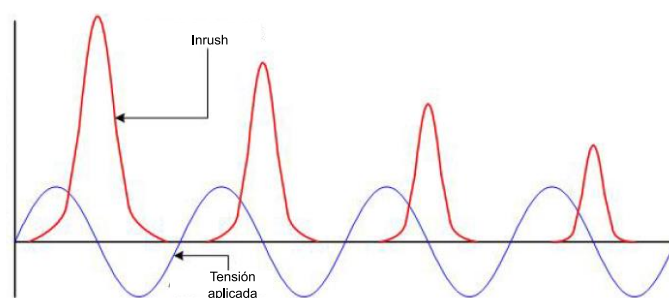


Fig. 25 Forma de onda común de la corriente de magnetización (Inrush)

El máximo valor de pico de esta corriente suele definirse en función de la corriente nominal del transformador:

$$n_{rush} = \frac{\hat{I}_{rush}}{I_n}$$



En la siguiente tabla se incluyen valores típicos de corrientes máximas de inrush y constantes de tiempo correspondientes a transformadores. Se asume que la energización se efectúa desde el primario.

Tabla 12. Valores máximos de la corriente de Inrush y de las constantes de tiempo para transformadores de distribución aislados en aceite

Power in kVA	100	160	250	315	400	500	630	800	1,000	1,250	1,600	2,000	2,500	3,150
$n_{rush} = \frac{\hat{I}_{rush}}{I_n}$	14	12	12	12	12	12	11	10	10	9	9	8	8	8
τ_{rush} in seconds	0.15	0.20	0.22	0.24	0.25	0.27	0.30	0.30	0.35	0.35	0.40	0.45	0.50	0.55

Las protecciones deben dejar que circulen esas corrientes por un tiempo de 0,1 s para permitir la energización del transformador.

El último parámetro a tener en cuenta es la curva del límite térmico del transformador, que se comenta a continuación.

Curva de límite térmico del transformador: representa los límites térmicos y mecánicos de los devanados del transformador. Si la corriente de fallo supera el límite térmico puede producirse un fallo en el material aislante con consecuencias posiblemente inmediatas. Si la corriente supera los límites mecánicos (deformación de los devanados, fuerzas eléctricas, etc) se puede producir un daño mecánico usualmente de tipo acumulativo. Dicho fallo no se manifiesta inmediatamente: su efecto es la reducción progresiva de la vida útil de equipo.

Para especificar la curva, se clasifican los transformadores según su tipo (seco o en aceite) y potencia asignada, tal como se resume en la siguiente tabla [19].

Tabla 13. Clasificación de los transformadores según su potencia asignada

Category	Single phase (kVA)	Three phase (kVA)
I*	5 to 500	15 to 500
II	501 to 1667	501 to 5000
III	1668 to 10 000	5001 to 30 000
IV	Above 10 000	Above 30 000



La norma Española incluye solo 3 categorías [18]: Categoría I. hasta 2.500 kVA, categoría II. De 2.5001 a 100.000 kVA y categoría III. Mayor de 100.000 kVA.

Las normas citadas definen tres gráficas según la categoría y frecuencia de fallos a lo largo de la vida útil del transformador. La gráfica de la categoría I (Fig. 26), es aplicable para fallos con cualquier frecuencia de ocurrencia.

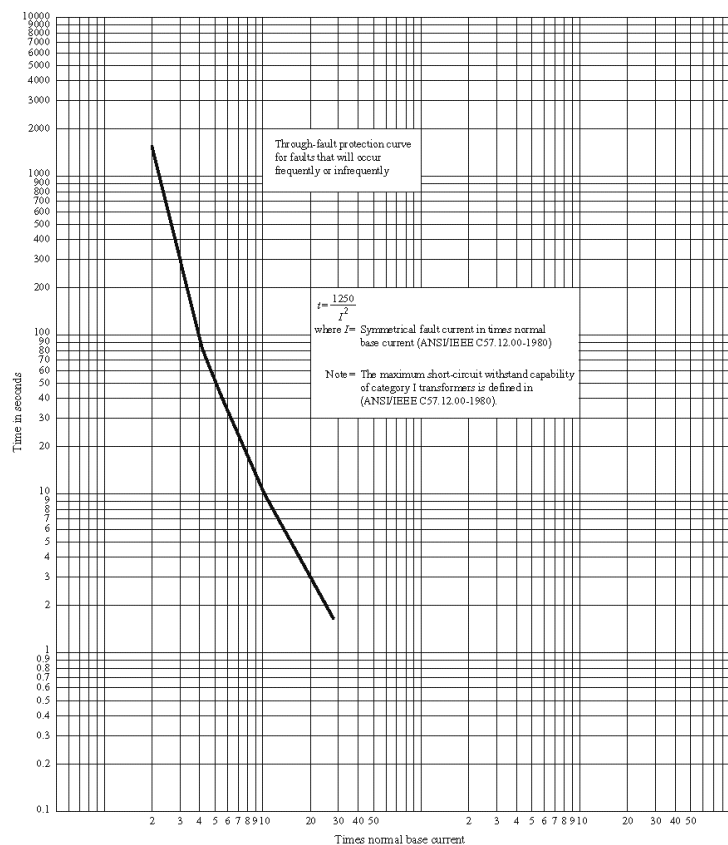


Fig. 26. Curva de daño para transformadores de categoría I

Gráfica para la categoría II: La recomendación de los límites de duración de la corriente de fallo para la categoría II (Fig. 27), depende de la posible frecuencia de ocurrencia de los mismos. La frecuencia de ocurrencia hace referencia al número de fallos con magnitud superior al 70% del valor máximo de la corriente de cortocircuito en la localización del transformador.

- Frecuencia alta (curva izquierda): más de 10 fallos durante la vida útil del transformador.
 - Frecuencia baja (fallos infrecuentes, siempre menos de 10 durante la vida útil del equipo).
- En la curva de la izquierda, y en función de la impedancia del transformador, la curva refleja el límite de daño mecánico en la peor condición (zona de $t=2$ s en la gráfica).



La curva de la derecha refleja básicamente consideraciones sobre daños por superación del límite térmico. La baja frecuencia de ocurrencia de fallos hace que los daños mecánicos no tengan entidad suficiente para ser considerados.

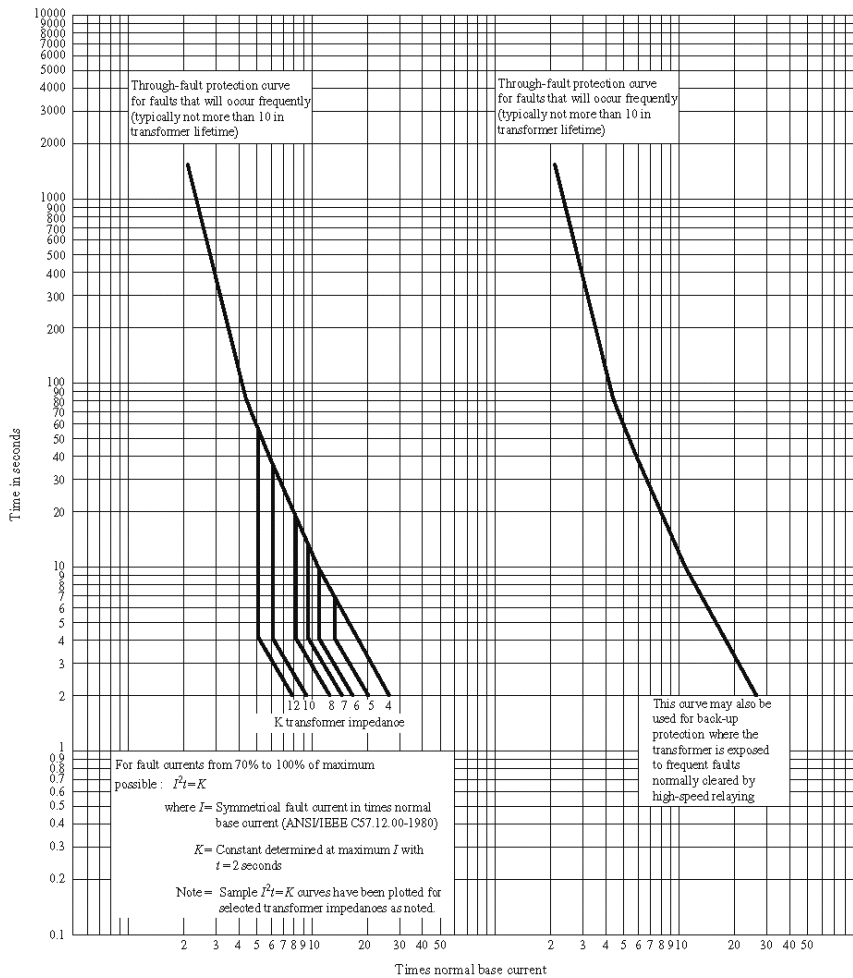


Fig. 27. Curva de daño para transformadores de categoría II

Para la categoría III se aplica el mismo razonamiento que para la categoría II, pero con otros límites: Frecuencia de ocurrencia de fallos alta: más de 5 durante la vida útil del equipo, considerando como fallo toda corriente que alcance el 50% de la corriente de fallo máxima (Fig. 27).

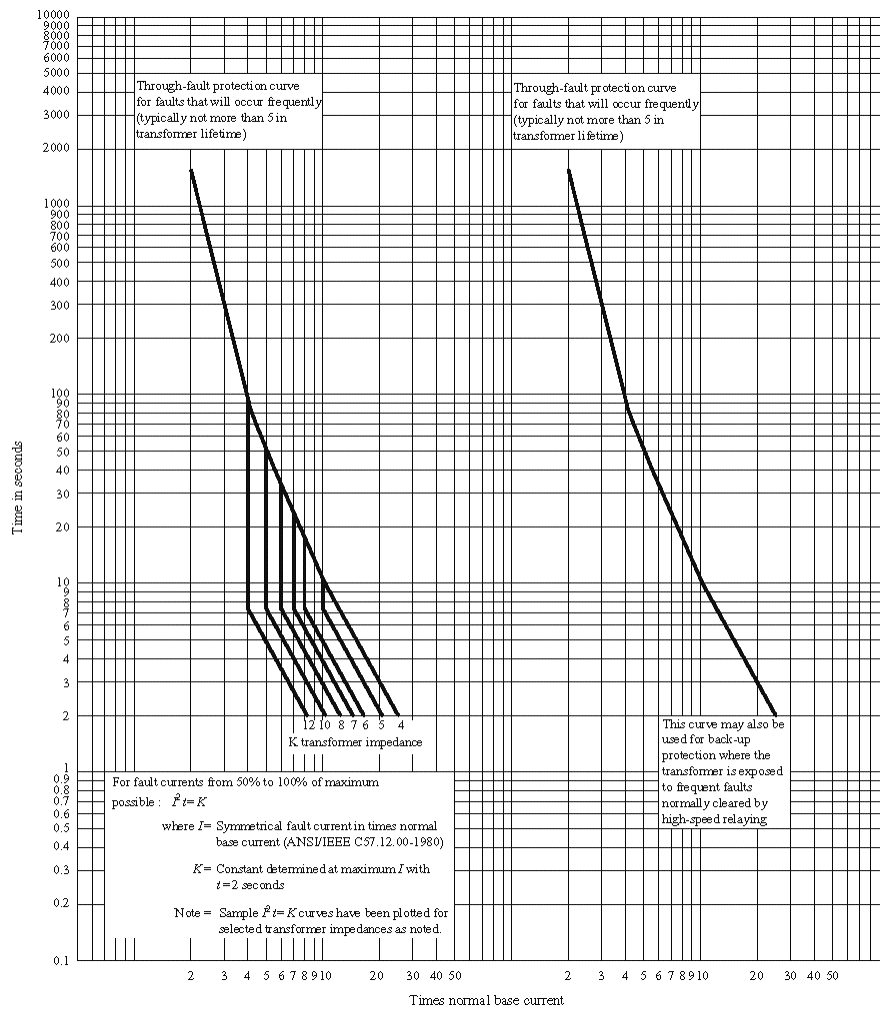


Fig. 28. Curva de daño para transformadores de categoría III

Por último, se presenta la gráfica para la categoría IV (Fig. 29). Esta curva debe aplicarse para cualquier frecuencia de fallo. Se considera de fallo, toda corriente que supere el 50% de la corriente máxima de cortocircuito en el punto del transformador.

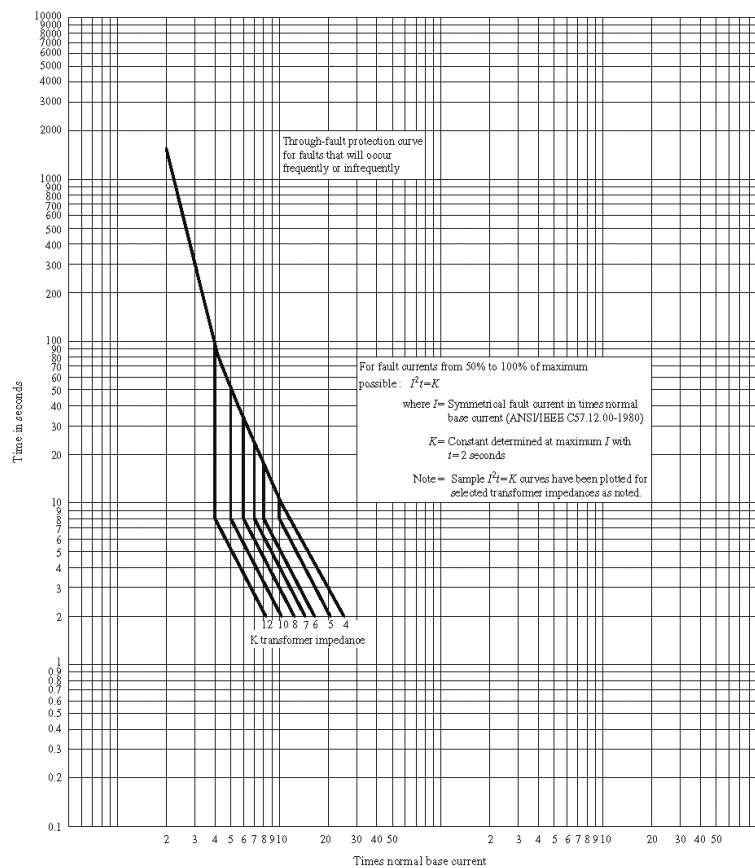


Fig. 29. Curva de daño para transformadores de categoría IV

Consideración relativa al grupo de conexión de los transformadores.

En las tareas de coordinación de las protecciones en redes que incluyan transformadores con conexión Dy, se precisa evaluar la correcta coordinación de las mismas para los tipos de fallo de tres fases, línea a línea y de una fase a tierra. Esto debido a que la conexión en triángulo modifica la forma como se manifiestan las corrientes de cortocircuito del lado primario. Para ilustrar tal comportamiento se incluye a continuación una figura esquemática con la distribución de las corrientes de cortocircuito según el tipo de fallo (Fig. 30). En el esquema se asumen las siguientes simplificaciones:

- En la figura, cada fase del transformador se representa con dos líneas gruesas paralelas.
- Se asume una relación de transformación de 1:1. Las corrientes en el esquema se indican con flechas, representando cada flecha una unidad de intensidad sobre la base de esta relación de transformación 1:1.
- Las distribuciones de corrientes están fijadas exclusivamente por las conexiones de los devanados y están determinadas por el hecho de que, si circula corriente por secundario del



transformador, por su primario deberá circular una corriente igual y contraria (sobre la base de una relación 1:1 y despreciando las corrientes de excitación).

- Se indica con un punto los terminales de la misma polaridad para cada fase. Recordar que, en bobinas acopladas, la corriente que entra por punto, induce en la otra bobina una corriente con polaridad saliendo por punto.

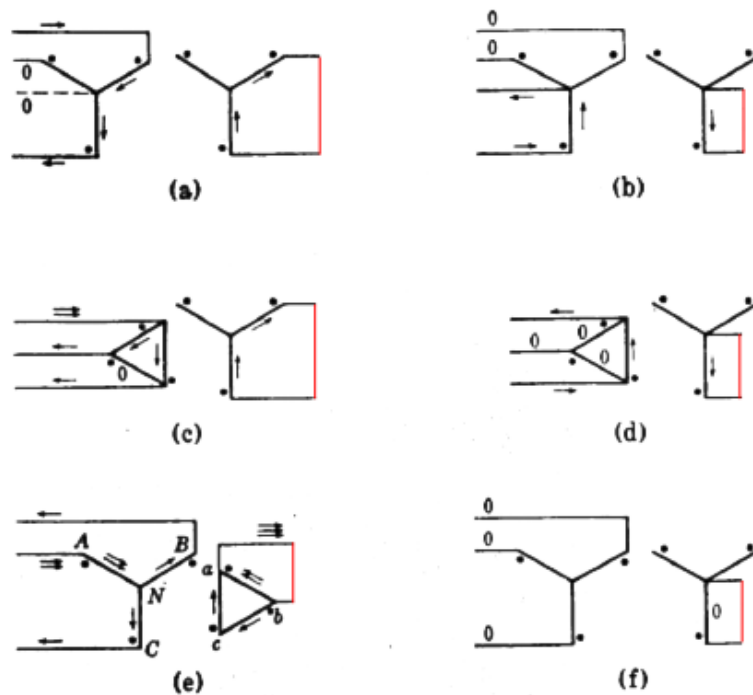


Fig. 30. Distribución de las corrientes de cortocircuito en los lados primario y secundario del transformador de potencia trifásico según el tipo de conexión y falta. Conexión Yy: (a) falta de doble línea, (b) falta de una fase a tierra con neutro del transformador puesto a tierra, falta de una fase a tierra con neutro del transformador aislado. Conexión Dy e Yd: (c) y (e) falta de doble línea (en (e) puede aplicarse el divisor de corriente), (d) falta de una fase a tierra con neutro del transformador puesto a tierra

Análisis:

La relación de transformación de cada fase unitaria del banco es: $r = \frac{N_1}{N_2}$ (con N igual al número de espiras).

Conexión Dy (Triángulo en el lado 1, estrella en el 2):

$$\frac{V_{1L-L}}{V_{2fn}} = \frac{V_{1L-L}}{\frac{V_{2L-L}}{\sqrt{3}}} = \frac{N_1}{N_2} \rightarrow \sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$$

Asumiendo una relación de transformación 1:1 ($N_1=N_2$) queda que $r = \sqrt{3}$,



Por tanto:

$$I_{\Delta} = \left(\frac{1}{\sqrt{3}}\right) \cdot I_Y$$

Siendo I_{Δ} la corriente que circula por los devanados del triángulo.

Falta L-L (figura (b)).

En una de las líneas circulará:

$$2 \cdot I_{\Delta} = \left(\frac{2}{\sqrt{3}}\right) \cdot I = 1,1547 \cdot I$$

En las otras dos líneas circulará: I

Siendo la corriente I la que circula por el fallo (referida en su caso al lado primario).

Falta 1F-T (figura d)

En una de las fases no circula corriente. En las otras dos fases circula una corriente igual a la de fallo del lado secundario referida al primario:

$$I_{\text{primario}} = \left(\frac{1}{\sqrt{3}}\right) \cdot I = 0,57735 \cdot I$$

Cortocircuito trifásico (no incluido en la figura)

El carácter equilibrado de los fallos trifásicos hace que las corrientes en ambos lados sean proporcionales sin ninguna otra consideración.

Del estudio se desprende que para la conexión Dy, la corriente máxima que aparece en el primario para una falta Línea a Línea es también –de forma aproximada- la corriente de fallo del lado secundario (modificada por la relación de transformación). Por el contrario, para un fallo monofásico, la corriente del lado primario (la que verá la protección) toma un valor de 0,577 de la corriente máxima de fallo (caso crítico). Esto sugiere que para una protección adecuada del transformador, las curvas de tiempo de despeje de los elementos de protección deben ser más rápidas que la curva de daño del transformador reducida en corriente (desplazada hacia la izquierda de la gráfica de TCC) en $\times 0,577$, teniendo siempre el cuidado de no seleccionar corrientes de ajuste inferiores a la nominal del transformador. De no ser esto posible se debería optar por instalar protecciones a ambos lados del transformador.

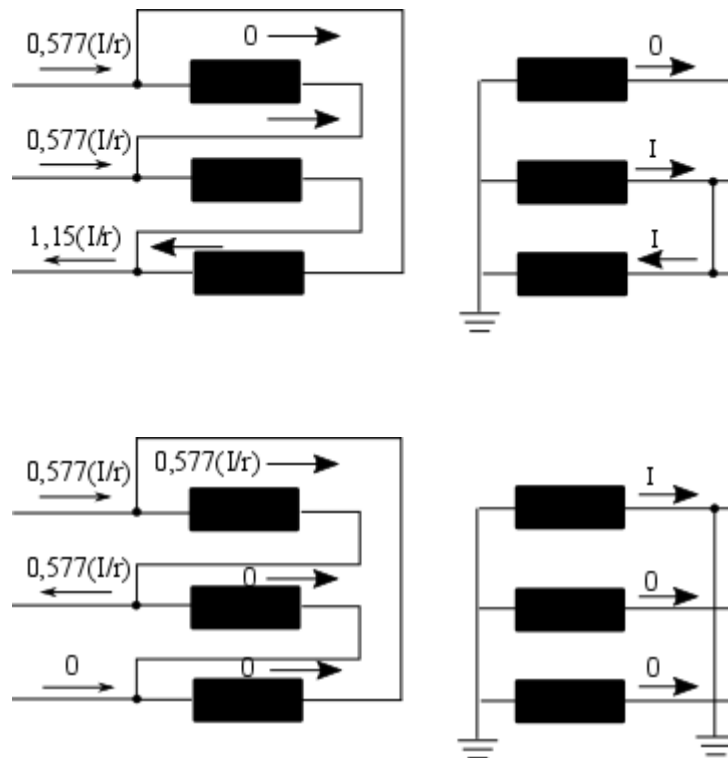


Fig. 31. Efecto del tipo de fallo en la corriente medida por un fusible primario para un banco de transformadores con conexión Dy. Figura superior: cortocircuito bifásico. Figura inferior: cortocircuito monofásico. En la figura "r" es la relación de transformación

A modo de resumen, en la siguiente tabla se incluyen las corrientes indicadas anteriormente, referidas al secundario (con I como valor de la corriente *vista* desde el primario).

Tabla 14. Distintas condiciones de fallo vistos a ambos lados de transformadores con conexión Dy

Tipo de fallo	I-primario	I-secundario
Trifásico	I	I
Doble línea (L-L)	I	$(\sqrt{3}/2) \cdot I$
Una fase (1F-T)	I	$\sqrt{3} \cdot I$

La situación más crítica para la coordinación de las protecciones del transformador de potencia es el fallo de doble línea. En este caso, las protecciones instaladas en el secundario del transformador registrarán corrientes menores que la corriente equivalente que fluye por la línea del lado primario, lo que podría comprometer la selectividad de las protecciones. En la (Fig. 32) se sugiere el margen adecuado para una correcta coordinación aplicable a esta conexión.

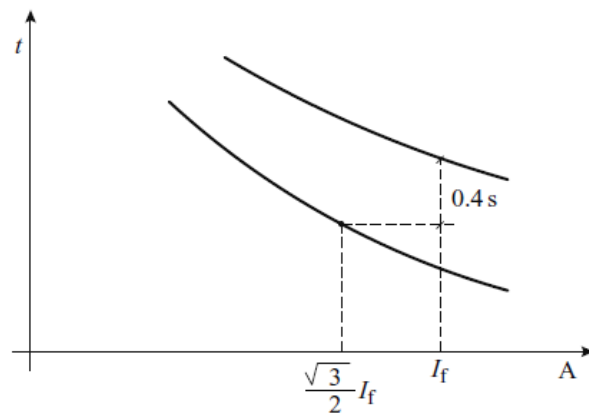


Fig. 32. Coordinación de protecciones contra sobrecorrientes para un transformador con conexión Dy

Por último, el estándar Std 141-1993 [20] recomienda que, de no instalarse equipos de protección en el lado secundario, debe disponerse en el primario de un interruptor con umbral de actuación de no más de un 300% de la corriente nominal del transformador (válido para media tensión). Si se protege con un fusible, su calibre no debe superar el 250% de dicha corriente.



6. CONCLUSIONES

En base a los conceptos expuestos y debidamente justificados por los cálculos recogidos en los anexos y teniendo en cuenta las normas y reglamentos de rigor, se desarrollaron los elementos principales de diseño para la ampliación de una subestación eléctrica de alta tensión. El proyecto se realizó entre los meses de marzo y junio de 2017 en colaboración con el Departamento de Subestaciones y Líneas de HidroCantábrio Distribución Eléctrica S.A.

Como punto inicial, **se estudiaron** los conceptos fundamentales aplicables a las instalaciones de alta tensión y las características técnicas y funciones de los equipos y aparataje que integran una subestación eléctrica. De forma simultánea, **se revisaron** las normas y reglamentos técnicos pertinentes obteniéndose los valores de diseño y criterios que debe cumplir una instalación de este tipo. Se constata la dispersión de la normativa aplicable y su continua rectificación y actualización, lo que complica en cierta medida su seguimiento.

Los elementos de diseño contemplados en este estudio incluyeron:

La coordinación de aislamiento, donde a partir de los parámetros de la red eléctrica se seleccionaron los niveles de aislamiento y se **calcularon** las distancias mínimas para el posicionamiento de los equipos de acuerdo con los niveles de tensión. Dichas distancias son de vital importancia a fin de garantizar la seguridad de las personas y bienes durante la explotación y mantenimiento de la instalación.

Partiendo de los datos de catálogo de los fabricantes de equipos se hizo una **selección** teórica de los supresores de tensión necesarios para la protección contra sobretensiones. Se observó que, para unos mismos niveles de tensión asignada, no todos los modelos de equipos disponibles en el mercado permiten cumplir con los criterios establecidos en la normativa.

La protección contra cortocircuitos eléctricos. El proyecto incluyó una revisión detallada de las curvas de daño de los equipos eléctricos, la descripción de los tipos de cortocircuitos de mayor frecuencia de ocurrencia y el listado de las funciones de relé utilizadas en la protección del transformador de potencia, siendo éste el equipo principal del proyecto. Partiendo de los valores de potencia de cortocircuito de la red y de los datos del transformador se **diseñó** un esquema básico de protección. Dicho diseño incluyó la selección y ajuste (coordinación) de dos relés de sobrecorriente y la programación de una función de relé diferencial para la protección contra fallos internos del transformador.

La verificación de la malla de tierra. Aplicando los métodos descritos en la normativa se **efectuó el cálculo** de la red de tierras y se comparó los valores obtenidos con aquéllos declarados en el proyecto original de la subestación completa. Los valores calculados resultaron ser en todo caso inferiores a los límites máximos fijados por la normativa. Se resalta la importancia vital de la red de tierras para el funcionamiento seguro de la red eléctrica y la protección del personal operario y de mantenimiento.



7. REFERENCIAS

- [1] «Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23».
- [2] J. T. Montecelos, Subestaciones Eléctricas, Paraninfo, 2015.
- [3] J. A. M. Velasco, Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión, Aravaca (Madrid): McGraw-Hill Inteamericana de España, 2008.
- [4] AENOR, «UNE-EN 60071-2. Coordinación de aislamiento. Parte 2. Guía de aplicación,» AENOR, 1999.
- [5] AENOR, UNE-EN 60071-1. Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas, 2010.
- [6] R. M. Rosas, Protección de sistemas eléctricos de potencia, Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya. Iniciativa Digital Politècnica,, 2014.
- [7] Jorge Fenández Álvarez, «Ingeniería de Control y Protección. Interpretación de esquemas eléctricos».
- [8] Siemens, Power Engineering Guide, 2016.
- [9] P. M. Sangrá, Protecciones en las instalaciones eléctricas, Boixareu editores.
- [10] AREVA, Network protection and automation guide, Paris: AREVA T&D, 2002.
- [11] «Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.».
- [12] «Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas».
- [13] «IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding,» 2000.
- [14] «Cables para redes de media tensión, catálogo general,» 2009, España.



- [15] Prysmian cables & systems, Cables para redes de media tensión, 2009.
- [16] ANSI/IEEE, «IEEE Guide for Transformer Through-Fault-Current Duration (ANSI/IEEE Std C57.109-1985),» Nueva York, 1985.
- [17] T. Smith, The ABC's of Overcurrent Coordination, EPOWERENGINEERING, 2006.
- [18] AENOR, «UNE-EN 60076-5. Transformadores de potencia. parte 5: Aptitud para soportar cortocircuitos.,» 2002.
- [19] ANSI/IEEE, «IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration (C57.109-1993),» Nueva York, 2000.
- [20] IEEE, «Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Std 141-1993),» Nueva York, 1994.
- [21] «Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico».
- [22] ANSI/IEEE Std.80-2000, «IEE Guide for safety in AC substation grounding,» IEEE Standards Board, Nueva York, 2000.
- [23] Ministerio de Industria Energía y Turismo, «Real Decreto 337/2014 de 9 de mayo,, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23,» 2014.
- [24] P. M. Sangrá, Protecciones en las instalaciones eléctricas: evolución y perspectivas, Barcelona: Marcombo, 1990.
- [25] «Real Decreto 299/2016. de 22 de julio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a campos electromagnéticos».
- [26] «Real Decreto 1066/2001. de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece las condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria».
- [27] Protection of Electrical Networks, Reino Unido: ISTE Ltd, 2006.
- [28] F. G. Vecino, Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión y sus fundamentos técnicos, Garceta, 2014.



ANEXOS



ANEXOS	57
I. CAMPOS MAGNÉTICOS	59
II. DISTANCIAS MÍNIMAS.....	60
II.I. DISTANCIA FASE-TIERRA	60
II.II. DISTANCIA FASE-FASE.....	62
II.III. DISTANCIA PASILLO DE SERVICIO Y ZONAS DE PROTECCIÓN	62
II.IV. DISTANCIA TRABAJOS EN PROXIMIDAD A ELEMENTOS DE TENSIÓN	63
II.V. DISTANCIA EN ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES DESDE EL INTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN	64
II.VI. DISTANCIA EN ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES DESDE EL EXTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN	65
II.VII. DISTANCIA LÍNEAS AÉREAS PRÓXIMAS	66
III. COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO.....	67
IV. VERIFICACIÓN DE LA RED DE TIERRAS	72
IV.I. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS DE ACUERDO A IEESTD80-2000.....	74
IV.II. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS DE ACUERDO AL REGLAMENTO [1]	75
V. ESQUEMA BÁSICO DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	79



I. CAMPOS MAGNÉTICOS

El valor de campo magnético a una frecuencia de 50 Hz, de acuerdo a lo propuesto en Real Decreto 1066/2001 de 28 de septiembre [19] es de 100 μT (micro Tesla)

Tabla 15. Niveles de referencia para campos eléctricos, magnéticos y electromagnéticos

Gama de frecuencia	Intensidad de campo E (V/m)	Intensidad de campo H (A/m)	Campo B (μT)	Densidad de potencia equivalente de onda plana (W/m^2)
0-1 Hz	—	$3,2 \times 10^4$	4×10^4	—
1-8 Hz	10.000	$3,2 \times 10^4/f^2$	$4 \times 10^4/f^2$	—
8-25 Hz	10.000	$4.000/f$	$5.000/f$	—
0,025-0,8 kHz	$250/f$	$4/f$	$5/f$	—
0,8-3 kHz	$250/f$	5	6,25	—
3-150 kHz	87	5	6,25	—
0,15-1 MHz	87	$0,73/f$	$0,92/f$	—
1-10 MHz	$87/f^{1/2}$	$0,73/f$	$0,92/f$	—
10-400 MHz	28	$0,73/f$	0,092	2
400-2.000 MHz	$1,375 f^{1/2}$	$0,0037 f^{1/2}$	$0,0046 f^{1/2}$	$f/200$
2-300 GHz	61	0,16	0,20	10

$$\text{Campo B (50 Hz=0,05 kHz)} = 5/0,05 = 100 \mu\text{T}$$

Tomando como valores de referencia los propuestos en el Real Decreto 299/2016, de 22 de julio [20], el valor máximo de campo magnético en el interior de las instalaciones es de 1000 μT , y complementa, al valor determinado en el párrafo anterior (para el exterior de instalaciones). Por motivos de seguridad se unifican ambos valores, y se considera el más restrictivo de ellos (100 μT)

Tabla 16. Niveles de acción para campo magnético (B) de 1Hz a 10MHz

Intervalo frecuencias	NA (B) inferior [μT] (RMS)	NA (B) superior [μT] (RMS)	NA para exposición de las extremidades a campo magnético localizado [μT] (RMS)
$1 \leq f < 8 \text{ Hz}$	$2,0 \times 10^5/f^2$	$3,0 \times 10^5/f$	$9,0 \times 10^5/f$
$8 \leq f < 25 \text{ Hz}$	$2,5 \times 10^4/f$	$3,0 \times 10^5/f$	$9,0 \times 10^5/f$
$25 \leq f < 300 \text{ Hz}$	$1,0 \times 10^3$	$3,0 \times 10^5/f$	$9,0 \times 10^5/f$
$300 \text{ Hz} \leq f < 3 \text{ kHz}$	$3,0 \times 10^5/f$	$3,0 \times 10^5/f$	$9,0 \times 10^5/f$
$3 \text{ kHz} \leq f \leq 10 \text{ MHz}$	$1,0 \times 10^2$	$1,0 \times 10^2$	$3,0 \times 10^2$



La estimación del campo magnético se ha realizado considerando las condiciones más desfavorables, es decir, considerando un grado de carga máxima de los equipos, por lo que es previsible que sus valores reales, en condiciones habituales de servicio de la subestación, sean inferiores.

Para el cálculo se ha utilizado un código de Matlab, que en función de la intensidad y de la geometría de los conductores determina el campo magnético.

Los resultados del cálculo son los que siguen:

Tabla 17. Resultados cálculos campos electromagnéticos

Posición	Valor de campo magnético calculado (μT)
Zona de transformadores (a 1 m)	25
Sala celdas 20 kV (a 1,3 m)	25
Posición 132 kV	15
Acometida 20 kV subterránea	10

II. DISTANCIAS MÍNIMAS

II.I. DISTANCIA FASE-TIERRA

La ITC-RAT 12_[1], define los niveles de aislamiento nominales para los tres grupos de materiales (A, B y C). En el caso de estudio, en el sistema de 132 kV las distancias mínimas fase-tierra son de **130 cm**.



Tabla 18. Tensiones nominales normalizadas

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U_n) kV	TENSIÓN MÁS ELEVADA DE LA RED (U_s) kV	TENSIÓN MÁS ELEVADA DEL MATERIAL (U_m) kV
3	3,6	3,6
6	7,2	7,2
10	12	12
15	17,5	17,5
20	24	24
25	30	36
30	36	36
45	52	52
66	72,5	72,5
110	123	123
132	145	145
220	245	245
400	420	420

Tabla 19. Distancias mínimas materiales Grupo B

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (U_m) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72,5	140	325	630
123	185	450	900
145	230	550	1100
	185	450	900
	230	550	1100
	275	650	1300
170	230	550	1100
	275	650	1300
	325	750	1500
245	325	750	1500
	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100



II.II. DISTANCIA FASE-FASE

De igual forma, en el sistema de 132 kV las distancias mínimas entre fases son de **130 cm**.

Tabla 20. Distancias mínimas materiales Grupo B

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (U_m) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72,5	140	325	630
123	185	450	900
145	230	550	1100
	185	450	900
	230	550	1100
	275	650	1300
170	230	550	1100
	275	650	1300
	325	750	1500
	325	750	1500
245	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

II.III. DISTANCIA PASILLO DE SERVICIO Y ZONAS DE PROTECCIÓN

Según la ITC-RAT-15 [1] p.4.1.1 (ITC RAT 14 [1] p.6.1.1) la anchura de los pasillos de servicio tiene que ser suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento por los mismos de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión de los mismos.

Esta anchura no será inferior a la que a continuación se indica según los casos:

- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a un solo lado 1,0 m.
- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a ambos lados 1,2 m.
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a un solo lado 0,8 m.
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a ambos lados 1,0 m.

En cualquier otro caso, la anchura de los pasillos de maniobra no será inferior a 1,0 m y la de los pasillos de inspección a 0,8 metros.



Según la instrucción ITC-RAT 15 [1], p.4.1.2, los elementos en tensión no protegidos que se encuentren sobre los pasillos, deberán estar a una altura mínima "H" sobre el suelo medida en centímetros, igual a:

$$H = 250 + d$$

Donde "d" es la distancia expresada en cm. de la tabla 2 de la instrucción ITC-RAT 12. [1] (Tabla 20)

En el caso más desfavorable del sistema de 132 kV, en que $d = 130$ cm:

$$H_{\min} = 250 + 130 = \mathbf{380 \text{ cm}}$$

De acuerdo a la ITC-RAT 15 [1], p.4.1.3, en las zonas donde se prevea el paso de aparatos o máquinas deberá mantenerse una distancia mínima entre los elementos en tensión y el punto más alto de aquellos no inferior a:

$$T = d + 10$$

En el caso más desfavorable del sistema de 132 kV, en que $d = 130$ cm:

$$T = 130 + 10 = \mathbf{140 \text{ cm}}$$

Por otra parte (ITC-RAT 15 [1], p.4.1.5), todos los elementos en tensión en las zonas accesibles estarán situados en una altura sobre el suelo no inferior a **230 cm**, entendiéndose como tal, la parte baja de los equipos de anclaje al soporte

II.IV. DISTANCIA TRABAJOS EN PROXIMIDAD A ELEMENTOS DE TENSIÓN

Según el Real Decreto 614/01, de 8 de junio de 2001 [23], para los trabajos a realizar a nivel del suelo dentro de la instalación y próximos a los elementos en tensión no protegidos, deberán de estar a una distancia $D_{\text{PROX.}}$ sobre el suelo igual a:

$$D_{\text{PROX.}} = 250 + D_{\text{PEL-1}}$$

Siendo " $D_{\text{PEL-1}}$ " la distancia expresada en cm de la Tabla 1 del Anexo I del RD614/01, trabajos en proximidad.

Tabla 21. Distancias límite de las zonas de trabajo



U_n	D_{PEL-1}	D_{PEL-2}	D_{PROX-1}	D_{PROX-2}
1	50	50	70	300
3	62	52	112	300
6	62	53	112	300
10	65	55	115	300
15	66	57	116	300
20	72	60	122	300
30	82	66	132	300
45	98	73	148	300
66	120	85	170	300
110	160	100	210	500
132	180	110	330	500
220	260	160	410	500
380	390	250	540	700

En el sistema de 132 kV, en que $D_{PEL-1} = 180$ cm.

$$D_{PROX.} = 250 + 180 = 430 \text{ cm}$$

La distancia mínima para realizar trabajos en proximidad a los elementos en tensión, será por tanto de **4,3 metros**.

II.V. DISTANCIA EN ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES DESDE EL INTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN

Respecto a las distancias del vallado del parque de 132 kV, según lo especificado en la ITC-RAT 15 [1] p.4.2.1, la distancia de los elementos en tensión a cierres de cualquier tipo (paredes macizas, enrejados, barreras, etc.) con una altura que en ningún caso podrá ser inferior a 100 cm, deberá ser:

$$E = d + 30, \text{ con un mínimo de } 125 \text{ cm.}$$



$$E = d + 30 = 130 + 30 = 160 \text{ cm}$$

Se considera por tanto necesaria una distancia mínima en zonas de protección contra contactos accidentales desde el interior del recinto de la instalación de **160 cm**.

II.VI. DISTANCIA EN ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES DESDE EL EXTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN

Según la instrucción ITC-RAT 15 [1] p.4.3.1, la zona de protección entre el cierre enrejado de altura $k \geq 220$ cm y los elementos en tensión debe ser superior a:

$$G = d + 150$$

En el caso más desfavorable del sistema de 132 kV, en que $d = 130$ cm:

$$G = 130 + 150 = 280 \text{ cm}$$

Por su parte, el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión ITC-LAT-07 [11] p.5.5, establece una altura del elemento de tensión de:

$$H = D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} = 5,3 + 1,20 = 6,50 \text{ m}$$

Tabla 22. Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas

Tensión más elevada de la red U_s (kV)	D_{el} (m)	D_{pp} (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72,5	0,70	0,80
123	1,00	1,15
145	1,20	1,40
170	1,30	1,50
245	1,70	2,00
420	2,80	3,20



Según los cálculos realizados, la altura mínima del elemento en tensión junto al cierre será de 6,5 metros.

II.VII. DISTANCIA LÍNEAS AÉREAS PRÓXIMAS

Según la instrucción ITC-RAT-15 [1] p.6.5.1, las líneas aéreas de entrada o salida a una subestación de exterior no sobrevolarán el parque eléctrico, de forma que se garantice que en caso de rotura de un conductor de la línea no se alcanzan partes en tensión de la subestación.

De igual forma, según la instrucción ITC-RAT-15 [1] p.6.5.2, no se permite la construcción de subestaciones de exterior bajo la franja del terreno definida por la servidumbre de vuelo de una línea aérea de alta tensión ajena a la subestación, incrementada a cada lado en la altura de los apoyos de la línea más 10 m. Por el mismo motivo, tampoco se permite la construcción de líneas eléctricas de alta tensión ajenas a la subestación, pero próximas a ella, si la franja de terreno definida anteriormente para la línea interfiere en el perímetro de la subestación.



III. COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

Para la selección del pararrayos para el sistema de 132 kV, de acuerdo al método propuesto en Coordinación del aislamiento en redes eléctricas de alta tensión [3] se deben seguir los siguientes pasos:

Elección de la corriente nominal (I_n) y de la clase de descarga de línea

De acuerdo a la tabla que sigue, para el sistema de 132 kV pueden utilizarse pararrayos de clase de descarga de línea, de clase 2 o clase 3.

Tabla 23. Valores habituales de corrientes nominales de descarga (I_n) y clase de descarga de líneas en función de la tensión nominal (U_n) del sistema.

Tensión nominal del sistema U_n	Tensión máxima del sistema U_s	Clasificación de pararrayos (I_n)					
		5 kA	10 kA			20 kA	
			Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
$U_n \leq 66 \text{ kV}$	$U_s \leq 72,5 \text{ kV}$	•	•	•			
$66 \text{ kV} < U_n \leq 220 \text{ kV}$	$72,5 \text{ kV} < U_s \leq 245 \text{ kV}$		•	•			
$220 \text{ kV} < U_n \leq 380 \text{ kV}$	$245 \text{ kV} < U_s \leq 420 \text{ kV}$			•	•		
$U_n > 380 \text{ kV}$	$U_s > 420 \text{ kV}$				•	•	

En este caso se elige, una corriente nominal del pararrayos de $I_n=10 \text{ kA}$, y se consideran descargas de línea de clase 3.

Elección de la Línea de Fuga

La longitud de la línea de fuga se selecciona en función del nivel de contaminación existente en el lugar de emplazamiento del pararrayos, en este caso un nivel de contaminación fuerte, de acuerdo a lo propuesto por la Tabla 24 del RD 223/08 [11], se requiere una línea de fuga específica nominal mínima de 25mm/kV. Sin embargo, a fin de facilitar la gestión de los repuestos, se trata de uniformizar los materiales, por lo que escoge en todos los casos una línea de fuga de 31mm/kV



Tabla 24. Línea de fuga específica nominal en función del nivel de contaminación

Nivel de contaminación	Descripción	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV
I Ligero (L)	<ul style="list-style-type: none">— Zonas sin industrias y baja densidad de viviendas con calefacción.— Zonas de baja densidad de industrias o viviendas, sometidas a viento o lluvias frecuentes.— Zonas agrícolas (sin quemado de residuos).— Zonas montañosas.	16 mm/kV
II Medio (M)	<ul style="list-style-type: none">— Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante, y/o con densidad media de viviendas con calefacción.— Zonas con elevada densidad de industrias y/o viviendas, sometidas a viento o lluvias frecuentes.— Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (nunca menos de 1 km).	20 mm/kV
III Fuerte (H)	<ul style="list-style-type: none">— Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades, con elevada densidad de calefacción generando contaminación.— Zonas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar.	25 mm/kV
IV Muy fuerte (V)	<ul style="list-style-type: none">— Zonas (extensión moderada) sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos.— Zonas (extensión moderada) muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminantes desde el mar.— Zonas desérticas caracterizadas por no tener lluvia durante largos períodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular.	31 mm/kV

$$\text{Línea de fuga (mm)} = U_s \text{ (kV)} \cdot \text{Línea de fuga específica nominal (mm/kV)}$$

La longitud mínima de la línea de fuga es por tanto de, $145 \text{ (kV)} \cdot 31 \text{ (mm/kV)} = 4.495 \text{ mm}$

Tensión continua de operación

La tensión máxima que puede aparecer en permanencia en el sistema es de 145 kV.

$$U_c = \frac{U_s}{\sqrt{3}} = \frac{145}{\sqrt{3}} = 83,7 \text{ kV}$$

Puesto que el pararrayos se dispone entre fase y tierra, su tensión continua de operación, deberá ser como mínimo **83,7 kV**.



Capacidad de soportar sobretensiones temporales

Considerando de las sobretensiones temporales de onda 50 Hz, de tiempo apreciable (faltas a tierra, cortocircuitos, etc.), el valor mínimo de tensión nominal del pararrayos viene determinado por el $TOV_c(10s)$ que debe ser capaz de soportar el pararrayos.

$$TOV_c \geq U_{eq} = U_t \left(\frac{T_t}{10} \right)^m = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{T_t}{10} \right)^m$$

Donde:

- U_t : es la amplitud de la sobretensión temporal representativa
- T_t : es la duración de la sobretensión temporal representativa
- U_{eq} : es la amplitud de la sobretensión temporal representativa equivalente para 10s
- m : es un exponente que describe la característica de la tensión a frecuencia industrial frente al tiempo del pararrayos.
- U_s : es la tensión máxima del sistema (caso más desfavorable)
- k : es el factor de falta (o defecto a tierra)

El exponente m varía entre 0,018 y 0,022, y se suele utilizar un valor medio de 0,02

Considerando un valor de $k=1,4$, característico para sistemas con neutro rígido a tierra, y de despeje de la p.a.t de 2 segundos, se deduce que el valor mínimo del $TOV_c(10s)$ del pararrayos deberá cumplir:

$$TOV_c \geq \frac{1,4 \cdot 145}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{2}{10} \right)^{0,02} = 113,49 \text{ kV}$$

Por tanto, se deberá cumplir que la sobretensión temporal que el pararrayos pueda soportar durante 10 s sea al menos **113,49 kV**

Nivel de protección del pararrayos

El nivel de protección del pararrayos (U_{pl}) deberá ser tal que se cumplen los márgenes de protección mínimos.

Considerando que el nivel de aislamiento del **transformador** para impulsos tipo rayo LIW es 650 kV, el nivel de protección del pararrayos deberá ser a lo sumo:

$$U_{pl} \leq \frac{LIW}{1,2} = \frac{650}{1,2} = 433,33 \text{ kV}$$



Elección del tipo de pararrayos en función de los valores obtenidos en los dos puntos anteriores.

Se elige el tipo de pararrayos que satisface los valores previamente calculados

Tabla 25. Datos pararrayos seleccionado

Brief performance data

Arrester classification as per IEC 60099-4 Ed 3.0	Station; SM
Arrester classification as per IEEE Std C62.11-2012	Station
System voltages (U_s)	123 - 420 kV
Rated voltages (U_r)	90 - 420 kV
Nominal discharge current (IEC)	10 kA _{peak}
Lightning impulse classifying current (ANSI/IEEE)	10 kA _{peak}
Charge, energy and current withstand:	
Repetitive charge transfer rating, Q_{rs} (IEC)	2.0 C
Thermal energy rating, W_{th} (IEC)	8 kJ/kV (U_r)
Single impulse energy capability (2 ms to 4 ms impulse)	4.5 kJ/kV (U_r)
Discharge current withstand strength:	
High current 4/10 μ s	100 kA _{peak}
Low current 2000 μ s, (based on Q_{rs})	1000 A _{peak}
Energy class as per IEEE standard (switching surge energy rating)	E
Single-impulse withstand rating as per IEEE standard	2.2 C
Repetitive charge transfer test value - sample tests on all manufactured block batches	2.7 C
Short-circuit/Pressure relief capability	80 kA _{rms(sym)}
Mechanical strength:	
Specified long-term load (SLL)	21 000 Nm
Specified short-term load (SSL)	40 000 Nm
Service conditions:	
Ambient temperature	-50 °C to +45 °C
Design altitude	max. 1000 m
Frequency	15 - 62 Hz
Line discharge class (as per IEC60099-4, Ed. 2.2)	Class 3

Further data according to the IEEE standard can be supplied on request





Tabla 26. Datos eléctricos catálogo pararrayos ABB

Max. system voltage U_s	Rated voltage U_r	Max. continuous operating voltage ¹⁾		TOV capability ²⁾		Max. residual voltage with current wave							
		as per IEC	as per ANSI/IEEE	1 s	10 s	30/60 μ s			8/20 μ s				
		U_c	MCOV			0.5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	
kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}
123	090	72	72.0	98.5	92.7	173	178	185	201	212	233	261	
	096	77	77.0	105	98.9	185	190	197	215	226	249	278	
	102	78	82.0	111	105	196	202	210	228	240	264	295	
	108	78	84.0	118	111	208	214	222	242	254	280	313	
	120	78	98.0	131	123	231	237	247	268	282	311	347	
	129	78	104	141	132	248	255	265	288	304	334	373	
	132	78	106	144	136	254	261	271	295	311	342	382	
	138	78	111	151	142	265	273	284	309	325	357	399	
	144	78	115	157	148	277	285	296	322	339	373	417	
	150	78	121	164	154	288	297	308	335	353	388	434	
	145	108	86	86.0	118	111	208	214	222	242	254	280	313
	120	92	98.0	98.0	131	123	231	237	247	268	282	311	347
	132	92	106	106	144	136	254	261	271	295	311	342	382
	138	92	111	111	151	142	265	273	284	309	325	357	399
	144	92	115	115	157	148	277	285	296	322	339	373	417
	150	92	121	121	164	154	288	297	308	335	353	388	434
162	92	131	131	177	167	312	320	333	362	381	419	469	
168	92	131	131	183	173	323	332	345	376	395	435	486	

Max. system voltage U_s	Rated voltage U_r	Housing	Creepage distance	External insulation ¹⁾				Dimensions					
				1.2/50 μ s dry	50 Hz wet (60s)	60 Hz wet (10s)	250/2500 μ s wet	Mass	A_{max}	B	C	D	Fig.
				kV_{peak}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kg	mm	mm	mm	mm	
123	90-150	CV123	4800	620	270	270	440	95	1562	-	-	-	1
145	108-168	CV145	4800	620	270	270	440	97	1562	-	-	-	1



IV. VERIFICACIÓN DE LA RED DE TIERRAS

En este apartado se incluye un cálculo sobre las dimensiones de la malla de tierra existente con la finalidad de verificar que las tensiones potenciales se mantengan en valores tolerables (elevación del potencial eléctrico en la malla). Los cálculos se efectúan en arreglo al estándar IEEE Std. 80 [24].

Para el cálculo de las tensiones de contacto y de paso se asumen las siguientes simplificaciones contempladas en el estándar:

- suelo donde se extiende la malla de tierra completamente homogéneo con resistividad constante ρ ,
- corriente unitaria uniforme irradiada en cada uno de los conductores.

En cuanto a la topología, se contempla una malla reticulada de n conductores paralelos cada uno de diámetro d , enterrados horizontalmente a una profundidad h (Fig. 33).

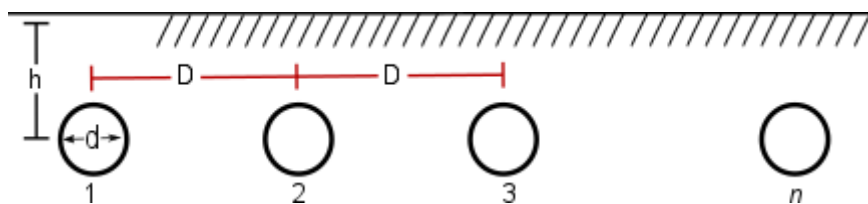


Fig. 33 Disposición de los conductores en el modelo de malla de tierra reticulada

En el modelo representado en la figura:

- Se desprecian los efectos de contorno de los conductores y de las conexiones cruzadas ($D \gg h$ y $h \gg d$),
- Se desprecia la caída de potencial en el reticulado
- Se asume que toda la corriente irradiada en cada conductor fluye radialmente en todas las direcciones y en ángulo recto con respecto al conductor.

Para realizar el cálculo de la red de tierras resulta necesario conocer tanto los datos generales de la instalación, como aquellos característicos de la malla instalada.



Tabla 27. Datos generales cálculo de la red de tierras

Datos Generales	
Tensión (kV)	132
Tiempo despeje defecto (s)	0,5
I defecto (kA)	15,00
Resistividad capa superficial (ohmios.m)	3.000
Resistividad suelo (ohmios.m)	458

Respecto a la resistividad del suelo, el valor de $458 \Omega \cdot m$, se corresponde, de acuerdo a lo propuesto por el ITC-RAT 13 [1], con un terreno de arena arcillosa. Este dato, se ha obtenido como la media de numerosas medidas de determinación de la resistividad del terreno, realizadas en fase de construcción de la red de tierras (1972).

Por su parte, la resistividad de la capa superficial se corresponde con la de la grava, ya que el parque de intemperie de Tabiella dispone de cobertura de 10 cm de grava, material de elevada resistividad.

Tabla 28. Datos de la malla de tierras

Datos de la Malla	
Longitud de la malla (m) (x)	276
Anchura de la malla (m) (y)	216
n_x = número de cables en x	47
n_y = número de cables en y	37
espaciado entre conductores(m)	6
profundidad del conductor(m)	0,455
Sección del conductor (mm ²)	120
Distancia máxima entre dos puntos de la malla	350

Respecto a la malla, al presentar Tabiella un parque de intemperie de grandes dimensiones, ésta se considera más que suficiente para las instalaciones actuales y la ampliación objeto de este trabajo.

Por este motivo, para simplificar el cálculo, se considerará únicamente una parte de la malla de tierras existente (de acuerdo a lo indicado en la Fig. 34), de tal forma que, si el área considerada resulta válida, la totalidad de la misma únicamente reforzará esta validez.



IV.I. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS DE ACUERDO A IEESTD80-2000

Cálculo de la tensión de malla (em)

Tabla 29. Datos necesarios para el cálculo de la tensión de malla

ρ Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)	458,0
h (profundidad del conductor)	0,455
d (diámetro del conductor)	0,012
D (espacio entre conductores paralelos)	6,0
K_h (factor corrector por profundidad de la malla para cálculo tensión malla)	1,206
L_c (longitud total del conductor)	20964,0
L_p (longitud perimetral del conductor)	984,0
na	42,6
nb	1,0
nc	1,0
nd	1,0
n (factor geométrico)	42,6
A (área de la red de tierras en m ²)	59616,0
K_{ii} (factor corrector para cálculo tensión de malla)	1
L_r (Longitud de cada pica)	3,0
Número de picas	630,0
L_R (Longitud total de picas)	1890,0
L_x	276,0

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L_M}$$

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L_M}$$



Tabla 30. Cálculo de la tensión de malla

	Valor
ρ Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)	458,0
Km (factor espaciamento de Sverak para cálculo tensión de malla)	0,52
Ki (factor corrector por geometría de la malla)	6,974
Ig (corriente máxima que fluye por la malla)	15,0
Lm (<i>longitud efectiva enterrada para cálculo de tensión de malla con picas</i>)	23.913,24
Em (Tensión de malla)	1036,94

Cálculo de la tensión de paso (ep)

$$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_s}$$

Tabla 31. Cálculo de la tensión de paso

	Valor
ρ Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)	458,0
Ks (factor espaciamento de Sverak para cálculo tensión de paso)	0,45
Ki (factor corrector por geometría)	7,699
IG (corriente de defecto monofásico a tierra en kA)	15,00
Ls (<i>longitud efectiva enterrada para cálculo de tensión de paso</i>)	17.329,5
Es (Tensión de paso)	1.250,07

**IV.II. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS DE ACUERDO AL
REGLAMENTO [1]****Cálculo de la tensión de malla (uc)**

El valor de U_{ca} , es función de la duración de la corriente de falta, y se determina de acuerdo a la tabla que sigue:

Tabla 32. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta.

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Considerando una duración de la falta de 0,5 segundos, la tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} , es de 204 V.

En el caso de la SE Tabiella, el terreno bajo la SE, se encuentra recubierto por una capa adicional de 10 cm de espesor de material de resistencia elevada., como es la grava.

$$U_c = U_{ca} \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \cdot Z_B} \right] = U_{ca} \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

Tabla 33. Cálculo de la tensión de malla

	Valor
U_{ca} (Tensión de contacto admisible en V)	204
Ra1 (Resistencia equivalente de calzado en Ω)	2.000
Ra2 (Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie, en Ω)	9.000
Z_B (Impedancia del cuerpo humano en Ω)	1.000
ρ_s (resistividad superficial del terreno $\Omega \cdot m$)	3.000
U_c (Tensión de malla)	46.920

**Cálculo de la tensión de paso (U_p)**

$$U_p = U_{pa} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 2 \cdot R_{a2}}{Z_B} \right] = 10 \cdot U_{ca} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

Tabla 34. Cálculo de la tensión de paso

	Valor
Upa (Tensión de paso admisible en V)	2.040
Ra1 (Resistencia equivalente de calzado en Ω)	2.000
Ra2 (Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie, en Ω)	9.000
Z _B (Impedancia del cuerpo humano en Ω)	1.000
ρ_s (resistividad superficial del terreno $\Omega \cdot m$)	3.000
Up (Tensión de paso)	1.326



Fig. 34. Plano red de tierras SE Tabiella



V. ESQUEMA BÁSICO DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

A continuación se presenta un esquema básico del sistema de protección eléctrica del transformador como primera aproximación al diseño. El unifilar incluye dos relés de protección con sus transformadores de medida asociado y las barras de conexión.

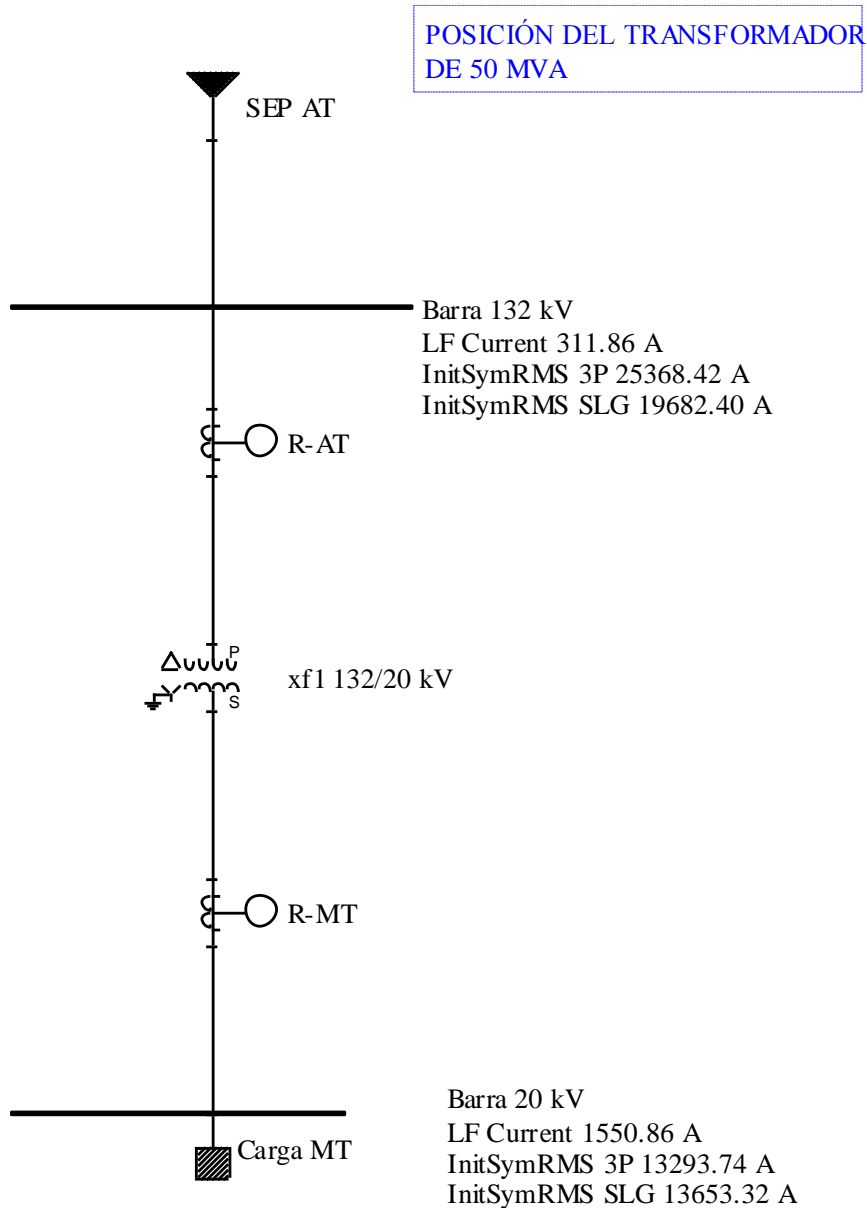


Fig. 35 Unifilar del esquema básico de protección del transformador. Incluye una estimación de las corrientes de carga y de cortocircuito



La siguiente figura corresponde a la curva de coordinación tiempo corriente (TCC). Incluye la curva de daño del transformador (según Norma), dos relés numéricos con funciones de relé de sobrecorriente con ajuste instantáneo 50/51 y la función diferencial programada sobre los propios relés R-AT y R-MT.

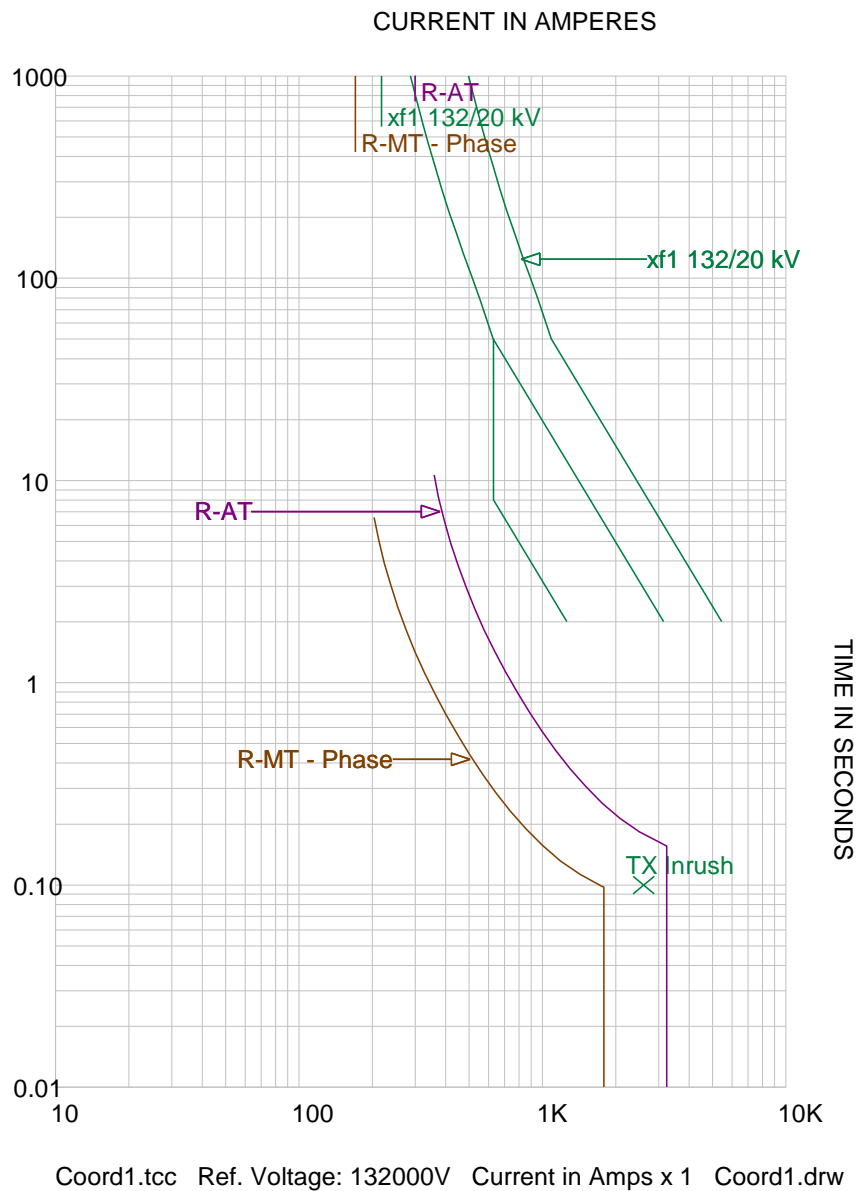


Fig. 36 Curva de coordinación de protecciones

En la siguiente tabla se listan las funciones de relé configuradas para el esquema de protección:



Protection Functions

R-MT Relays - Electronic

Manufacturer: ABB

Type: MICRO-51

Descriptions: 50/51, 1.5-12A Tap

Function Selected:

<input type="button" value="New"/>	<input type="button" value="Insert"/>	<input type="button" value="Update"/>
<input type="button" value="Cut"/>	<input type="button" value="Copy"/>	<input type="button" value="Paste"/>

	Function Name	Settings in One-Line Datablock	Used in Arc Flash	Used in Equip Eval	Plotted in TCC	Sensor	Type	Summation/ Direction
1	Phase	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Phase	Over Current	
2	Diferencial	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Phase	Differential	R-AT (-)R-MT
3		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Over Current	
4		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Over Current	
5		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Over Current	
6		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Over Current	
7		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Over Current	
8		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Over Current	
9		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Over Current	
10		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Over Current	

Fig. 37 Funciones de relé para el esquema de pre protección del transformador