



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Diseño y cálculo de una subestación colectora de 66/30 kV

Grado en

Ingeniería en Tecnologías Industriales

Autor: Miguel Ángel Sánchez Maldonado

Tutor: Alejandro Rodríguez Gómez

MÁLAGA, junio de 2.023

Resumen del TFG:

El objetivo principal de este trabajo es el estudio del cálculo y dimensionamiento de una subestación eléctrica colectora, que eleva la tensión desde los 30 kV de nuestras dos entradas hasta los 66 kV de salida. El trabajo comienza con una introducción a las subestaciones eléctricas, donde se describe su función y su importancia en el sistema de transmisión y distribución de energía. Se presentan los componentes básicos de una subestación, como transformadores, interruptores, seccionadores y equipos de protección, explicando sus funciones y características.

En la memoria del trabajo se aborda la normativa relevante que se debe cumplir desde el punto de vista eléctrico, además de ofrecer una descripción general de la instalación que se va a proyectar. A continuación, se realiza una descripción detallada de la apartamentada y los equipos dimensionados, así como del sistema de tierras inferior y superior.

En el primer anexo se muestra el desarrollo de los cálculos utilizados para la realización de la subestación. El siguiente anexo presenta los planos correspondientes, y en el último anexo, se incluyen los presupuestos relacionados con el proyecto.

En resumen, este trabajo se centra en el estudio del cálculo y dimensionamiento de una subestación eléctrica colectora. Se abordan aspectos como la descripción de la instalación, la apartamentada y los equipos dimensionados, el sistema de tierras y se proporcionan anexos con los cálculos, planos y presupuestos correspondientes.

Palabras Clave:

- Subestación eléctrica
- Cálculos
- Dimensionamiento
- Energía eléctrica
- Distribución de energía
- Transformadores
- Coordinación de protecciones
- Puesta a tierra superior
- Puesta a tierra inferior

*Muchas gracias a todas las personas que me han acompañado en este camino.
A las que siguen y a las que no.*

Índice del proyecto:

Documento 1: Memoria

Anexo I: Cálculos eléctricos

Anexo II: Planos

Anexo III: Presupuesto



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



DOCUMENTO 1

MEMORIA

Contenido

1.	Introducción	3
1.1	Tipos de subestaciones	3
1.1.1	Según su nivel de tensión:.....	3
1.1.2	Según la potencia de la subestación:	3
1.1.3	Estructura de una subestación	3
2.	Objeto del proyecto.....	6
3.	Normativa de aplicación.....	6
3.1	Instalaciones eléctricas de alta y media tensión	6
3.2	Instalaciones eléctricas de baja tensión y servicios auxiliares	7
4.	Situación y emplazamiento	8
5.	Descripción general de la instalación	8
5.1	Zona de Media tensión 30 kV.....	8
5.2	Parque Intemperie de Alta tensión 66 kV	10
	Posición de transformador de 66/30 kV, 25 MVA	10
	Posición de evacuación de línea 66 kV.....	10
5.3	Sala de control y baja tensión	10
6.	Coordinación del aislamiento.....	11
6.1.1	<i>Niveles de aislamiento</i>	11
6.1.2	<i>Distancias de aislamiento</i>	11
7.	Descripción de la aparamenta y equipos	12
7.1	Sistema de 30 kV	12
7.1.1	Características eléctricas	12
7.1.2	Aparamenta de media tensión 30 kV.....	12
7.1.3	Celdas de Media tensión	13
7.1.4	Transformador de tensión 30 kV	14
7.1.5	Transformadores de intensidad de 30 kV.....	15
7.1.6	Conductores aislados de Media tensión 30 kV	15
7.1.7	Aisladores de apoyo en 30 kV	16
7.2	Transformador de potencia 66/30 kV	17
7.3	Descripción de la aparamenta de 66 kV.....	17
7.3.1	Características eléctricas	17
7.3.2	Aparamenta de 66 kV	18
7.3.3	Seccionador tripolar	18
7.3.4	Interruptores automáticos de 66 kV	19
7.3.5	Descargadores de sobretensión	19

7.3.6	Transformadores de intensidad.....	19
7.3.7	Transformadores de tensión.....	20
7.3.8	Conductores y embarrados	20
7.3.9	Aisladores de apoyo 66 kV	21
7.4	Servicios auxiliares	21
7.4.1	Transformador de servicios auxiliares	22
7.4.2	Grupo electrógeno	23
7.4.3	Armario general de corriente alterna.....	24
7.4.4	Cuadros de distribución.....	24
7.4.5	Instalación de alumbrado	24
7.4.6	Sistema de 125V de corriente continua y armario de baterías	25
7.4.7	Sistema de 48V en corriente continua	25
8.	Sistema de puesta a tierra inferior	26
8.1	Generalidades	26
8.2	Diseño propuesto	26
8.3	Materiales empleados.....	27
8.3.1	Cable de cobre desnudo.....	27
8.3.2	Borna terminal.....	27
8.3.3	Uniones de la malla	27
8.3.4	Accesorios de conexión	28
9.	Sistema de puesta a tierra superior	28
9.1	Generalidades	28
9.2	Diseño propuesto	28

1. Introducción

Las subestaciones eléctricas son instalaciones críticas para el suministro de energía eléctrica en todo el mundo. Estas instalaciones se utilizan para transformar, regular y distribuir la energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta los consumidores finales, y su importancia en la infraestructura eléctrica no puede ser subestimada. En este trabajo de fin de grado se abordará el diseño y cálculo de una subestación colectora. Antes de definir la subestación que vamos a desarrollar, haremos una pequeña introducción a los diferentes tipos de subestaciones que podemos tener.

1.1 Tipos de subestaciones

El Reglamento de Instalaciones de Alta Tensión (RIAT) establece los requisitos técnicos y de seguridad que deben cumplir las subestaciones eléctricas en España. Las subestaciones se clasifican en función de su nivel de tensión y de la potencia que manejen. Según el RIAT, existen dos tipos de subestaciones eléctricas según su nivel de tensión: las subestaciones de alta tensión (AT) y las subestaciones de muy alta tensión (MAT). Además, según la potencia que manejen, las subestaciones se clasifican en cuatro tipos: subestaciones de transformación, subestaciones de interconexión, subestaciones de distribución y subestaciones de compensación. A continuación, se describen brevemente cada uno de estos tipos de subestaciones.

1.1.1 Según su nivel de tensión:

- Subestaciones de alta tensión: son aquellas subestaciones con una tensión nominal igual o superior a 36 kV.
- Subestaciones de muy alta tensión: son aquellas subestaciones con una tensión nominal igual o superior a 220 kV.

1.1.2 Según la potencia de la subestación:

- Subestaciones de transformación: son aquellas subestaciones cuya función principal es transformar la energía eléctrica de una tensión a otra.
- Subestaciones de interconexión: son aquellas subestaciones que permiten la conexión de dos o más sistemas eléctricos.
- Subestaciones de distribución: son aquellas subestaciones que suministran energía eléctrica a la red de distribución.
- Subestaciones de compensación: son aquellas subestaciones que se utilizan para la corrección del factor de potencia.

1.1.3 Estructura de una subestación

Dentro de nuestra subestación, tenemos los siguientes elementos:

Transformador de tensión

Las principales funciones que tienen estos elementos dentro de una subestación son:

- Convertir la tensión de línea en otra más reducida y normalizada para alimentar los elementos de medida y relés de protección.
- Proteger la línea cuando ocurra alguna falta, enviando las tensiones altas que se produzcan al equipo de protección correspondiente.
- Proteger al personal, de modo que la tensión que llegue a los paneles de control sea lo bastante reducida como para que no sea un peligro para ellos.
- La transmisión de señales de alta frecuencia a través de las líneas.

Transformador de intensidad

Es un dispositivo utilizado en sistemas eléctricos para medir la corriente eléctrica de alta intensidad de manera segura y precisa. Su función principal es reducir la corriente de entrada a un nivel adecuado para su medición o protección.

El transformador de intensidad consta de un núcleo magnético, normalmente en forma de anillo o toroidal, alrededor del cual se enrollan varias vueltas de un conductor primario. Este conductor primario está conectado en serie con el circuito eléctrico que se desea medir o proteger. Cuando circula la corriente a través del conductor primario, se genera un campo magnético en el núcleo. Utilizando el principio de inducción electromagnética, conseguiremos que el campo generado por el conductor primario induzca una corriente proporcional en el conductor secundario. La relación entre la corriente primaria y la corriente secundaria se define por la relación de transformación del transformador de intensidad

Seccionador de línea

El seccionador de línea permite que se puedan desconectar partes específicas de una línea de transmisión de alta tensión para que se puedan realizar tareas de mantenimiento, reparación o para facilitar la maniobra de operación. También puede ayudar a prevenir el daño a otros equipos de la subestación durante una falla en la línea, permitiendo aislar y desconectar secciones de la línea afectadas para evitar que se propaguen fallas a otras partes del sistema. Existen diferentes tipos en función de la forma de su cuchilla, entre otros, pero no será objeto de este trabajo.

Interruptores automáticos

Es un dispositivo que se utiliza para proteger los sistemas eléctricos de sobrecargas y cortocircuitos. Su función principal es interrumpir o cortar automáticamente el suministro eléctrico en caso de que se produzca una falla eléctrica en el sistema.

Los interruptores automáticos se pueden configurar para trabajar con diferentes niveles de corriente eléctrica y para responder a diferentes tipos de fallas. Por ejemplo, algunos interruptores automáticos están diseñados para detectar sobrecargas en el sistema eléctrico, mientras que otros están diseñados para detectar cortocircuitos. En ambos casos, el interruptor automático interrumpe automáticamente el suministro eléctrico para proteger el sistema eléctrico.

Pararrayos

Es un dispositivo de protección diseñado para evitar daños causados por los rayos. Su función principal es proteger los equipos eléctricos y electrónicos de la subestación de los efectos dañinos de las descargas eléctricas atmosféricas o rayos.

El pararrayos actúa como un dispositivo de desvío de la energía de los rayos que puede caer en la subestación. Se compone de tres partes principales: la varilla conductora, el conductor de descarga y el sistema de puesta a tierra. La varilla conductora es el elemento que recibe el impacto directo del rayo y está diseñada para soportar altas corrientes sin sufrir daños. El conductor de descarga es un elemento intermedio que conecta la varilla conductora con el sistema de puesta a tierra y está diseñado para disipar la energía del rayo de manera efectiva

Transformador de potencia 30/66 kV

Un transformador de potencia es el elemento principal de la subestación. Las funciones principales son:

- Cambio del nivel de tensión: Manteniendo la potencia ($V_1 \cdot I_1 = V_2 \cdot I_2$)

- **Aislamiento eléctrico:** Los transformadores de potencia proporcionan un aislamiento eléctrico entre los sistemas de alta y baja tensión, lo que nos ayuda a prevenir descargas eléctricas y garantiza la seguridad del personal y los equipos conectados.

Reactancia de puesta a tierra

Una reactancia de puesta a tierra, también conocida como bobina de tierra o “choke” de tierra, es un componente utilizado en sistemas eléctricos para limitar las corrientes de falla y proporcionar una vía de baja impedancia hacia la tierra. Su principal objetivo es mejorar la seguridad y la protección de los equipos y las personas en caso de una falla a tierra.

La reactancia de puesta a tierra está compuesta por una bobina de inductancia que se conecta entre el sistema eléctrico y la tierra. Esta bobina presenta una alta reactancia inductiva a la frecuencia de operación del sistema, lo que significa que ofrece una mayor resistencia al flujo de corriente alterna. Además de limitar las corrientes de falla, la reactancia de puesta a tierra también reduce la duración de las corrientes de cortocircuito. Esto es beneficioso porque las corrientes de cortocircuito pueden causar daños significativos a los equipos y afectar la continuidad del suministro eléctrico.

Es importante destacar que la reactancia de puesta a tierra no debe confundirse con una conexión directa a tierra. A diferencia de una conexión directa, la reactancia ofrece una resistencia controlada para limitar la corriente y evitar el flujo excesivo de corriente a través del sistema.

Puesta a tierra

Se trata de un elemento fundamental en sistemas eléctricos que tiene como objetivo proporcionar una vía segura de descarga de corrientes no deseadas hacia la tierra. Consiste en la conexión deliberada de los componentes eléctricos y estructuras a una masa de referencia, generalmente el suelo. La función principal de la red de tierras es la de garantizar la seguridad de las personas al proporcionar una ruta de baja resistencia para la descarga de corrientes de falla, así como la de proteger los elementos eléctricos de nuestro sistema.

Además, los transformadores de medida se deberán poner a tierra (todas las partes metálicas no sometidas a tensión).

Sistema de servicios auxiliares

Los servicios auxiliares en una subestación eléctrica son los sistemas y equipos adicionales necesarios para el funcionamiento seguro y eficiente de la subestación, aparte de los equipos principales relacionados con la transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica. Estos servicios auxiliares desempeñan un papel crucial en el control, monitoreo, protección y mantenimiento de la subestación....

Uno de los servicios auxiliares más importantes es el sistema de control y protección. Este sistema consiste en equipos electrónicos y sistemas de control que supervisan y controlan las operaciones de la subestación, asegurando un funcionamiento seguro y confiable. Esto incluye la monitorización de parámetros como la tensión, la corriente, la frecuencia y la temperatura, así como la coordinación y disparo de dispositivos de protección en caso de fallas o sobrecargas.

Otro servicio auxiliar es el sistema de comunicaciones, que proporciona la infraestructura necesaria para la transmisión de datos y el intercambio de información entre la subestación y el centro de control. Esto puede incluir sistemas de transmisión de voz y datos, redes de fibra óptica

o enlaces de radio, lo que permite una comunicación efectiva y en tiempo real entre los operadores de la subestación y el personal de control.

Además, los servicios auxiliares también incluyen sistemas de iluminación y ventilación, sistemas de suministro de energía de respaldo (como generadores diésel), sistemas de acondicionamiento de aire para mantener la temperatura y la humedad adecuadas dentro de los equipos, y sistemas de detección y extinción de incendios para garantizar la seguridad en caso de emergencias.

2. Objeto del proyecto

El objetivo del presente trabajo fin de grado no es otro que el de diseñar y dimensionar una subestación eléctrica de 66/33 kV, teniendo en cuenta las normativas y reglamentos pertinentes.

Esta subestación transformará la energía procedente de 3 plantas fotovoltaicas en 30 kV desde los centros de transformación/seccionamiento de los correspondientes parques solares mediante líneas subterráneas de media tensión (30 kV). Estas líneas tendrán la capacidad para evacuar a la red la energía generada de 25 MW por cada una de las plantas fotovoltaicas.

3. Normativa de aplicación

Para la elaboración del presente proyecto se han tenido en cuenta toda la normativa y reglamentación aplicable a este tipo de sistemas de aprovechamiento de fuentes de energías renovables, así como la normativa general de aplicación en este tipo de proyectos y todas las actualizaciones que les afecten:

3.1 Instalaciones eléctricas de alta y media tensión

- 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.
- 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.
- Ley del Sector Eléctrico 24/2013 de 26 de diciembre de 2013.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento Unificado de Puntos de Medida en el Sistema Eléctrico.
- Normativa española UNE y europea EN, en especial:
 - UNE-EN 50182: Conductores para líneas eléctricas aéreas. Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas.
 - UNE-EN 60071-1: Coordinación de aislamiento. Parte 1: definiciones, principios y reglas.
 - UNE-EN 60071-2: Coordinación de aislamiento. Parte 1: Guía de aplicación.
 - UNE-EN 60076-5: Transformadores de potencia. Parte 5: aptitudes para soportar cortocircuitos.
 - UNE-EN 62305-1: Protección contra el rayo. Parte 1: principios generales.
 - UNE-EN 62305-3: Protección contra el rayo. Parte 3: daño físico a estructuras y riesgo humano.
 - UNE-EN 62561-2: Requisitos para los componentes de los sistemas de protección contra el rayo (CPCR). Parte 2: requisitos para los conductores y electrodos de puesta a tierra.

- UNE-EN 60865-1: Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos. Parte 1: definiciones y métodos de cálculo.
 - UNE-EN 60865-2: Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos. Parte 2: ejemplos de cálculo.
 - UNE-EN 60909-0: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: cálculo de corrientes.
 - UNE-EN 211435: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.
 - UNE-EN 62271-1: Aparata de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes para aparata de corriente alterna.
 - UNE-EN 62271-100: Aparata de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna.
 - UNE-EN 62271-102: Aparata de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- Requerimientos técnicos particulares de Red Eléctrica de España.
 - Instalaciones conectadas a la red de transporte peninsular: requisitos mínimos de diseño y equipamiento. Referencia: TI.E/02/040. Edición 5.
 - Normativa CENELEC.
 - Normativa CEI.
 - Normas y recomendaciones, en especial:
 - IEEE Std 80-2013: IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.
 - IEEE Std 998-2012: IEEE Guide for direct lightning stroke shielding of substations.
 - Recomendaciones UNESA
 - Otras normas y recomendaciones MF, ACI, CIGRE, ANSI, AISC, etc.

3.2 Instalaciones eléctricas de baja tensión y servicios auxiliares

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como las Ampliaciones y Modificaciones de sus Instrucciones Complementarias.
 - Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. En especial, los Documentos Básicos:
 - Documento Básico de “Seguridad en caso de Incendio” SI.
 - Documento Básico de “Seguridad de Utilización y Accesibilidad” SUA.
 - Documento Básico de “Salubridad” HS.
- Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.
- Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Eficiencia Energética en instalaciones de Alumbrado Exterior y sus Instrucciones Técnicas Complementarias EA-01 a EA-07.
- Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios (RIPCI).
- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales (RSCIEI).
- Normativa española UNE y europea EN, en especial:
 - UNE-EN 211435: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.
 - UNE-HD 60364-5-52: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de quipos eléctricos. Canalizaciones.

- UNE-EN 12464-1: Iluminación. Iluminación de los lugares de trabajo. Parte 1: lugares de trabajo en interiores.
- UNE-EN 12464-2: Iluminación. Iluminación de los lugares de trabajo. Parte 2: lugares de trabajo exteriores.
- UNE-EN 1838. Iluminación. Alumbrado de Emergencia.
- UNE-EN 60529. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- UNE-EN 60598-2-2. Luminarias. Parte 2-2: Requisitos particulares. Luminarias empotradas.
- UNE-EN 60598-2-22. Luminarias. Parte 2-22: Requisitos particulares. Luminarias para alumbrado de emergencia.
- UNE-EN 62262. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (Código IK).
- UNE-EN 62722-2-1. Prestaciones de las luminarias. Parte 2-1: Requisitos particulares para luminarias de LED.
- UNE-EN 54-1. Sistemas de detección y alarma de incendio. Parte 1. Introducción.
-
- Otras normas y recomendaciones:
 - ASHRAE (Sociedad Estadounidense de Ingenieros de Calefacción, Refrigeración y Aire Acondicionado).
 - IDAE (Instituto para la Diversidad y Ahorro de la Energías).

4. Situación y emplazamiento

La Subestación Colectora TFG Energy 66/30 kV tendrá una extensión de forma poligonal, con un vallado perimetral de 260 metros de largo y una superficie de ocupación de 4.217,28 m². La cota en la que se ubica la subestación es de 619,00 metros sobre el nivel del mar.

5. Descripción general de la instalación

La Subestación Colectora TFG Energy 66/30 kV será la encargada de evacuar la energía producida por las 2 plantas solares. En ella, se realizará la transformación de la tensión de 30 a 66 kV de las plantas fotovoltaicas que se relacionan en este proyecto.

En este apartado, se describen las instalaciones y los sistemas que compondrán la Subestación Colectora TFG Energy 66/30 kV.

La subestación estará dividida por los siguientes elementos:

- Parque a la intemperie: Estará formada por la aparamenta eléctrica exterior y los conductores asociados de alta y media tensión que forman parte de los sistemas eléctricos de 66 y 30 kV.
- Parque interior: Consiste en un conjunto de celdas de media tensión a 30 kV de tensión situadas en el edificio de celdas.
- Edificio de control y comunicaciones: Está para garantizar la correcta operación y el adecuado mantenimiento de la subestación eléctrica.

5.1 Zona de Media tensión 30 kV

Estará compuesta por una sala de celdas de MT, las cuales realizarán las funciones de acometer los conductores procedentes de cada una de las instalaciones de generadores fotovoltaicos para posteriormente conectarlos en el lado de los primarios de los transformadores 66/30 kV. Cada

planta fotovoltaica tendrá su propia barra de 30 kV que conectará con el transformadore ubicado en el parque a la intemperie.

En cada barra de 30 kV se tendrá, al menos, una celda de línea de entrada y una celda de acometida al transformador de potencia, aunque también podrá existir una celda para medida equipada con transformadores de tensión.

Asimismo, se ha decidido que en los dos embarrados de las entradas se instalarán una celda de protección para un transformador de servicios auxiliares.

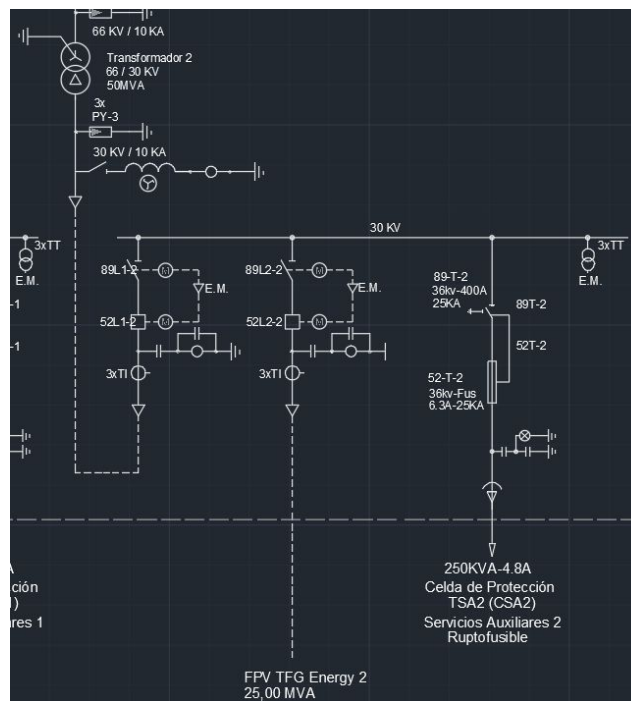


Ilustración 1. Esquema unifilar de las celdas de M.T.

Cada grupo de celdas de media tensión deberá estar dotado de los siguientes equipos según el tipo de celda:

- Celda de línea:
 - Un (1) seccionador tripolar de 3 posiciones con P.A.T.
 - Un (1) interruptor automático de 36 kV.
 - Tres (3) transformadores de intensidad.
- Celda de acometida al transformador de potencia:
 - Un (1) seccionador tripolar de 3 posiciones con P.A.T.
 - Un (1) interruptor automático de 36 kV.
 - Tres (3) transformadores de intensidad.
- Celda de medida:
 - Tres (3) transformadores de tensión inductivos.

Tendremos dos celdas de alimentación a los transformadores de servicios auxiliares, donde cada celda estará dotada de:

- Celda de alimentación a transformador de SSAA:
 - Un (1) interruptor seccionador con P.A.T. o ruptofusible
 - Tres (3) fusibles de M.T. enclavados con el interruptor seccionador.

Nuestras celdas alimentarán, en este caso, dos (2) transformadores de SSAA 30/0,4 kV -250 kVA de tipo seco.

La sala de celdas deberá estar dotada con panoplia de maniobra y seguridad con los elementos:

- Pértigas de Alta tensión (pértiga de maniobra, de salvamento, telescópica).
- Banqueta aislante de MT $V_n > 36$ kV.
- Detectores de tensión 30 kV y 66 kV.
- Guantes aislantes 30 kV.
- Juego de tierras portátiles.

5.2 Parque Intemperie de Alta tensión 66 kV

El parque de 66 kV de la subestación será de tipo GIS y estará formado por 2 posiciones de transformador, una posición de línea y una posición de servicios auxiliares:

- Dos (2) posiciones de transformador 66/30 kV de 25 MVA.
- Una (1) posición de línea de 66 kV para la evacuación de la energía.

Posición de transformador de 66/30 kV, 25 MVA

Hay dos posiciones en total, cada una de las cuales se componen de:

- Un (1) transformador de potencia $66 \pm 10 \times 1,5\%$ / 30 kV, 25 MVA, YNd1, ONAN.
- Tres (3) pararrayos autovalvulares, 66 kV, 10 kA, dotados de contador de descargas.
- Tres (3) transformadores de intensidad 72,5 kV.
- Un (1) interruptor automático tripolar, 72,5 kV, 1.250 A.
- Un (1) seccionador tripolar 72,5 kV, 1.250 A de conexión a barras.

Posición de evacuación de línea 66 kV

La posición de evacuación de línea dispondrá de:

- Tres (3) transformadores de intensidad 72,5 kV.
- Un (1) interruptor automático tripolar, 72,5 kV, 1.250 A.
- Un (1) seccionador tripolar 72,5 kV, 1.250 A con P.A.T.
- Un (1) seccionador tripolar 72,5 kV, 1.250 A.
- Tres (3) transformadores de tensión inductivos 72,5 kV.
- Tres (3) pararrayos autovalvulares, 72,5 kV, 10 kA, dotados con un contador de descargas.

En el esquema unifilar general de la subestación, se presenta más información sobre los equipos y elementos que componen los sistemas de alta y media tensión de la subestación.

5.3 Sala de control y baja tensión

Se ubicará en una sala aparte de la de MT, contigua a esta, los siguientes armarios:

- Armarios de protecciones UCP
 - 1 posiciones de evacuación
 - 2 posiciones de transformador
- Armario de servicios auxiliares (SSAA)
- Armarios de medida, uno por cada planta conectada a la subestación y otro para la posición de línea de evacuación, con dos contadores en cada uno de ellos: principal y redundante.
- Armarios de rectificadores de corriente continua 125 Vcc. Se instalarán dos armarios en paralelo.
- Convertidor 48 Vcc para comunicaciones. Se proyectarán dos unidades.

- Armario con UCS y SCADA SET.
- Armario de alumbrado.

6. Coordinación del aislamiento

6.1.1 Niveles de aislamiento

En este apartado, se definen los niveles de aislamiento que se adoptarán en el presente proyecto, de acuerdo con la instrucción ITC-RAT 12 del reglamento de Instalaciones de Alta Tensión. Se distinguen dos grupos, según la citada instrucción y en función del sistema eléctrico:

- Grupo A: Para el nivel de tensión de 30 kV.
- Grupo B: Para el nivel de tensión de 66 kV.

Así pues, los niveles de aislamiento nominales asociados con los valores de tensión anteriores son los siguientes:

- En el sistema de 30 kV, el material soportará permanentemente como tensión más elevada 36 kV eficaces, así como 170 kV creta a impulsos tipo rayo y 70 kV eficaces a frecuencia industrial.
- En el sistema de 66 kV, el material soportará permanentemente como tensión más elevada 72,5 kV eficaces, así como 325 kV creta a impulsos tipo rayo y 140 kV eficaces a frecuencia industrial.

6.1.2 Distancias de aislamiento

A continuación, se definen las distancias mínimas que se ha tenido en cuenta para llevar a cabo el diseño de la Subestación Colectora TFG Energy 66/30 kV.

Se distinguen tres tipos de distancias:

- Distancias fase-tierra y entre fases.
- Distancia en pasillos de servicio y zonas de protección.
- Distancias en zonas de protección contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación.

6.1.2.1 Distancia fase-tierra y entre fases

De acuerdo con el nivel de aislamiento adoptado en el apartado anterior, las distancias mínimas en aire fase a tierra y entre fases son:

- Sistema de 30 kV: 32 cm.
- Sistema de 66 kV: 63 cm.

6.1.2.2 Distancia entre pasillos de servicio y zonas de protección

Según la instrucción ITC-RAT 15, apartado 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 podemos definir "d" como la distancia expresada en centímetros en el apartado anterior.

En el caso del sistema de 30 kV, la altura mínima será de:

$$H = 250 + 32 = \mathbf{282 \text{ cm}}$$

En el caso del sistema de 66 kV, la altura mínima será de:

$$H = 250 + 63 = \mathbf{313 \text{ cm}}$$

Se tendrán en cuenta estos resultados En el cálculo de las flechas de los conductores y embarrados que conforman el parque exterior de la subestación, ya que situaciones de acumulación de hielo u otros factores mecánicos podrían provocar un valor de flecha tal que se infrinjan estas alturas mínimas.

Por otro lado, la parte más baja de cualquier elemento aislante estará situada a una altura mínima sobre el suelo de 230 cm, cumpliendo lo indicado en el apartado 4.1.5 de la ITC-RAT 15.

6.1.2.3 Distancia en zonas de protección contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación

Según la ITC-RAT 15, en su apartado 4.3.1, la distancia horizontal entre el cerramiento y las zonas en tensión, en el caso de cerramientos formados por rejas, será superior a:

$$G = d + 150$$

Donde “d” es el valor de la distancia expresada en centímetros definida en el apartado 4.2.2.1.

En el caso del sistema de 30 kV, la altura mínima será de:

$$G = 32 + 150 = \mathbf{182\ cm}$$

En el caso del sistema de 66 kV, la altura mínima será de:

$$G = 63 + 150 = \mathbf{213\ cm}$$

7. Descripción de la aparamenta y equipos

7.1 Sistema de 30 kV

7.1.1 Características eléctricas

El sistema de 30 kV posee las siguientes magnitudes fundamentales eléctricas que debemos tener en cuenta de cara a nuestro trabajo de dimensionamiento:

- Tensión nominal: 30 kV eficaces.
- Frecuencia nominal: 50 Hz.
- Régimen de neutro: neutro artificial a través de reactancia.
- Distancia mínima de fuga: 31 mm/kV
- Intensidad nominal barras: 1600 A
- Intensidad máxima de defecto trifásico: 25 kA.
- Duración del defecto trifásico: 1 s.
- Tensión de servicios auxiliares CA: 400/230 V.
- Tensión de servicios auxiliares CC: 125 V.
- Tensión de servicios auxiliares de comunicaciones: 48 V

7.1.2 Aparamta de media tensión 30 kV

El sistema de 30 kV está compuesto por las celdas de media tensión y cuatro posiciones de transformador en el parque a la intemperie, donde se dispondrá por cada una de las dos posiciones de transformador de la siguiente manera:

- Tres (3) autoválvulas de 30 kV /10 kA.
- Tres (3) aisladores de apoyo de 36 kV, C4-170.
- Un (1) seccionador tripolar 36 kV con mando manual.
- Una (1) reactancia trifásica Zn.
- Un (1) transformador toroidal para detección de corrientes de defecto en MT.

7.1.3 Celdas de Media tensión

En el sistema de celdas, la aparatenta se dispone bajo una envolvente metálica blindada con aislamiento en SF₆, tecnología que confiere al sistema una serie de ventajas tales como dimensiones reducidas, insensibilidad contra la contaminación atmosférica y el polvo, además de presentar una alta fiabilidad y disponibilidad.

Están dotadas de interruptores automáticos y las diferentes funciones de cada circuito están compartimentadas para minimizar la extensión ante cualquier incidente interno, aparte de permitir realizar de forma segura trabajos de mantenimiento sin perturbar al servicio.

A continuación, se definen las características técnicas principales y generales de las celdas de media tensión propuestas:

Tipo de celda:	Blindada, SF ₆
Tipo de servicio:	Continuo, interior
Temperatura ambiente:	-5°C a 40°C
Tensión de aislamiento asignada:	36 kV
Tensión de servicio nominal:	30 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial:	70 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo 1,2/50µs:	170 kV
Frecuencia:	50 Hz
Intensidad de cortocircuito asignada (1s):	25 kA
Intensidad de cortocircuito (creta):	63 kA
Intensidad nominal en barras:	2.000 A

El módulo dispondrá de un colector general de tierras ejecutado en cobre electrolítico con sección de 120 mm², al que conectarán en general todas las partes metálicas no sometidas a tensión.

Como se ha descrito en los apartados anteriores, se instalarán celdas o cabinas de 36 kV, que realizarán la función de conectar con la parte del primario del transformador para que éste eleve la tensión. Cada planta fotovoltaica previamente mencionada formará una barra independiente, formada por el siguiente conjunto de celdas. Ambas líneas serán idénticas:

Línea – FV TFG Energy 1

- Una (1) celda de línea de acometida desde el parque solar fotovoltaico.
- Una (1) celda de acometida al transformador de potencia.
- Una (1) celda de medida.
- Una (1) celda de alimentación al transformador de SS.AA.

Las celdas serán del tipo blindadas en gas. Para el aislamiento, utilizaremos el gas SF₆. Las celdas tendrán las siguientes funciones:

- Celda de línea: Conectarán los cables procedentes de las instalaciones generadoras con el embarrado de 30 kV.
- Celda de transformador: Conectarán el embarrado de MT con el primario del transformador de potencia.
- Celda de SSAA: Conectarán el transformador SSAA 30/0,4 kV, desde el que se alimentarán el cuadro de SSAA que alimenta a la propia instalación.

El aparellaje con el que irá dotado, como mínimo, cada celda, será el siguiente:

- Celda de Línea:
 - Un (1) Seccionador tripolar de 3 posiciones con P.A.T.
 - Un (1) Interruptor automático de 36 kV.
 - Tres (3) Transformadores de intensidad.
- Celda de Acometida a Transformador de Potencia:
 - Un (1) Seccionador tripolar de 3 posiciones con P.A.T.
 - Un (1) Interruptor automático de 36 kV.
 - Tres (3) Transformadores de intensidad.
- Celda de Medida:
 - Tres (3) Transformadores de Tensión inductivos.
- Celda de Alimentación a Transformador de SSAA:
 - Un (1) interruptor seccionador con P.A.T. o ruptofusible
 - Tres (3) fusibles de MT enclavados con el interruptor seccionador.

Las características técnicas de nuestras celdas son:

Tensión nominal (kV)	36
Intensidad nominal (A)	934/915
Intensidad nominal de corte (kA)	25
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA)	80 (cresta)
Intensidad nominal de corta duración (kA/s)	Max 25/3
Resistencia frente arcos internos (kA/s)	25
Presión nominal relativa de gas SF6 a 20°C (bar)	0,30
Grado de protección:	
Compartimento MT	IP65
Compartimento BT	IP41
Condiciones de funcionamiento:	
Temperatura ambiente (°C)	-5°/40°
Altitud (m.s.n.m.)	< 1.000
Humedad relativa (%)	< 90
Dimensiones (mm):	
Ancho	600
Altura	2.350
Profundidad	1.250
Peso Aproximado (kg)	650

Tabla 1. Características técnicas de las celdas de M.T.

7.1.4 Transformador de tensión 30 kV

Los transformadores de tensión nos indicarán a través de su devanado secundario, la tensión existente en el primario, gracias al concepto de la relación de transformación.

La lectura de la tensión se realizará mediante una conexión en paralelo a la línea que queremos medir, ya sea a 66 kV mediante los TTs de alta tensión o 30 kV en los de media tensión. Los transformadores de tensión de media tensión los ubicaremos en las celdas de medida.

Nuestros transformadores de tensión deberán tener las siguientes características técnicas:

Instalación:	Interior
Relación de transformación:	30: $\sqrt{3}$ / 0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ kV
1º núcleo:	10 VA cl.0,2
2º núcleo:	10 VA cl.0,5-3P
3º núcleo:	----
Factor de tensión:	1,5 U _n 30 s
Factor de tensión en servicio continuo:	1,2 U _n
Tensión de ensayo a 50 Hz durante 1 min.:	70 kV eficaces
Tensión de ensayo a onda de choque 1,2/50 μ s:	170 kV cresta

Tabla 2. Características técnicas de los transformadores de tensión 30 kV

7.1.5 Transformadores de intensidad de 30 kV

De manera análoga al transformador de tensión, el transformador de intensidad nos indicará la corriente que circula por un determinado circuito a través de su devanado secundario. A diferencia del TT, el TI realiza la medida de la intensidad mediante una conexión en serie.

Los transformadores de intensidad de media tensión irán colocados en la barra superior, pegados a la celda del transformador y en la acometida de cada una de las líneas, para medir la intensidad existente en cada una de las plantas fotovoltaicas, de manera que se tenga un control de la potencia generada.

Las características de los transformadores de intensidad serán:

Instalación:	Interior
Relación de transformación:	500/5-5-5-5 A (Celda acometida al transformador) 500/5-5 A (Celda llegada de línea)
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 min.:	70 kV ef.
Tensión de ensayo con onda de choque 1,2/50 μ s:	170 kV cresta
Sobreintensidad admisible en permanencia	1.2 I _n primaria

Tabla 3. Características técnicas de los transformadores de intensidad 30 kV

7.1.6 Conductores aislados de Media tensión 30 kV

7.1.6.1 Características de los conductores aislados 30 kV

Para la conexión entre las celdas de media tensión de 30 kV y los transformadores de potencia se empleará un conductor unipolar tipo RHZ1, H-16 AL 18/30 kV, de 500 mm², en composición de dos ternas de cables 2x3x(1x500) mm².

Las características principales serán:

Denominación:	RHZ1 (S) H-16 Al 18/30 kV
Material:	Aluminio
Diámetro exterior del cable:	53,5 mm
Sección de aluminio:	500 mm ²
Sección total:	500 mm ²
Intensidad máxima admisible (al aire 40°C):	720A
Intensidad máxima admisible (enterrados 25°C):	510A
Peso:	2.982 kg/km

Tabla 4. Características técnicas de los cables de interconexión 30 kV

7.1.6.2 Características del embarrado rígido 30 kV

En las posiciones de línea de 30 kV se empleará un embarrado rígido que conectará el seccionador de puesta a tierra con el lado primario de los transformadores de potencia. Las características de este embarrado rígido serán:

Aleación:	Almelec AL-6063 T6
Diámetro exterior/interior:	100/88
Sección total del conductor:	1770 mm ²
Intensidad admisible permanente a 85 °C:	2520A

Tabla 5. Características técnicas del embarrado 30 kV

Los cálculos del embarrado rígido de 30 kV vienen desarrollados en el anexo de cálculos.

7.1.6.3 Terminales de cable

Se usarán botellas de conexión de media tensión para las conexiones de los conductores con las celdas de media tensión.

Las terminaciones enchufables apantalladas serán premoldeadas de caucho, garantizando siempre el sellado, el aislamiento eléctrico y la conexión entre el cable y la celda de media tensión.

7.1.7 Aisladores de apoyo en 30 kV

Los aisladores de apoyo ejercen un papel estructural en el parque a la intemperie, ya que soportan los elementos en tensión de manera segura debido a su material aislante, que en este caso será del tipo cerámico. Decir que, como los principales esfuerzos que aisladores tienen que soportar son los generados por el cortocircuito, los dimensionaremos.

Las principales características de los aisladores de apoyo de 30 kV serán:

Instalación:	Intemperie
Denominación:	C4-170

Tensión de aislamiento:	36 kV
Tensión soportada f.i. bajo lluvia:	70 kV
Tensión soportada al choque:	170 kV
Distancia mínima de fuga (31 mm/kV):	1.116 mm
Carga de rotura a flexión:	4 kN

Tabla 6. Características técnicas de los apoyos 30 kV

7.2 Transformador de potencia 66/30 kV

En el diseño de la subestación colectora 66/30 kV TFG Energy, como ya hemos mencionado con anterioridad, hemos considerado dos transformadores de potencia nominal 25 MVA, con relación de transformación 66/30 kV. Estos serán trifásicos, con arrollamientos sumergidos en aceite y diseñados para servicio en el exterior. El transformador de potencia tendrá asociado un sistema de una barra simple en 30 kV, compuesta por celdas blindadas con aislamiento en SF₆ para instalación interior.

A continuación, se enumeran las principales características técnicas y constructivas propuestas para este transformador:

Tipo transformador	Trifásico
Servicio	Continuo exterior
Relación de transformación	66 / 30 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	YNd11
Refrigeración	ONAN
Potencia nominal	25 MVA
Regulación lado AT	En carga $\pm 10 \times 1,5\%$
Banda de regulación	1,5%
Número mínimo de tomas	21
Tensión de cortocircuito	13%

Tabla 7. Características técnicas del transformador 66/30 kV

7.3 Descripción de la aparamenta de 66 kV

7.3.1 Características eléctricas

La red de 66 kV desde el punto de vista eléctrico poseerá las siguientes magnitudes fundamentales:

- Tensión nominal: 66 kV eficaces.
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Régimen de neutro: rígido a tierra.
- Intensidad nominal barras: 2.000 A
- Distancia mínima de fuga: 31 mm/kV.
- Intensidad máxima de defecto trifásico: 20 kA.
- Duración del defecto trifásico: 0,5 s.
- Tensión de servicios auxiliares CA: 400/230 V.
- Tensión de servicios auxiliares CC: 125 V.
- Tensión de servicios auxiliares de comunicaciones: 48 V.

7.3.2 Aparamenta de 66 kV

En el parque de alta tensión de nuestra subestación estará formado por 2 posiciones de transformador y una posición de evacuación.

7.3.2.1 Posición de transformador de 66 kV

Existen dos posiciones en total y ambas tendrán los siguientes elementos:

- Un (1) transformador de potencia $66 \pm 10 \times 1,5\%$ / 30 kV, 25 MVA, YNd1, ONAN.
- Tres (3) pararrayos autovalvulares, 66 kV, 10 kA, dotados de contador de descargas.
- Tres (3) transformadores de intensidad 72,55 kV.
- Un (1) interruptor automático tripolar, 72,5 kV, 1.250 A.
- Un (1) seccionador tripolar 72,5 kV, 1.250 A de conexión a barras.

7.3.2.2 Posición de evacuación 66 kV

La posición de salida de línea de evacuación dispondrá de los siguientes elementos:

- Tres (3) transformadores de intensidad 72,5 kV.
- Un (1) interruptor automático tripolar, 72,55 kV, 1.250 A.
- Un (1) seccionador tripolar 72,5 kV, 1.250 A con P.A.T.
- Un (1) seccionador tripolar 72,5 kV, 1.250 A.
- Tres (3) transformadores de tensión inductivos 72,5 kV.
- Tres (3) pararrayos autovalvulares, 72,5 kV, 10 kA, dotados con un contador de descargas.

7.3.3 Seccionador tripolar

Será del tipo dos columnas, apertura central y accionamiento eléctrico.

El seccionador es tripolar de intemperie y está formado por tres polos independientes, montados sobre una estructura común. Cada fase consta de dos columnas de aisladores. Las dos columnas son giratorias y llevan montada una cuchilla realizándose una ruptura por fase.

El accionamiento en las dos columnas rotativas se hace simultáneo con un mando único, mediante un sistema articulado de tirantes de tubo, ajustados, que permiten que la maniobra de cierre y apertura en las tres fases esté sincronizada. Este seccionador va provisto de unas cuchillas de puesta a tierra, con mando independiente y llevan un enclavamiento mecánico que impide cualquier maniobra estando las cuchillas principales cerradas.

El accionamiento del seccionador del sistema de 66 kV será eléctrico y se instalará mandado remotamente, excepto el seccionador de puesta a tierra que será de accionamiento manual, pero controlado remotamente igualmente.

Las características técnicas principales del seccionador serán:

- | | |
|--|---------|
| • Tensión de aislamiento asignada | 72,5 kV |
| • Tensión de servicio nominal | 66 kV |
| • Nivel de aislamiento a tierra y entre los polos: | |
| ○ Tensión ensayo a 50 Hz 1 minuto | 140 kV |
| ○ Tensión ensayo a impulsos rayo onda 1,2/50µs | 325 kV |
| • Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento: | |
| ○ Tensión ensayo a 50 Hz 1 minuto | 160 kV |
| ○ Tensión ensayo a impulsos rayo onda 1,2/50µs | 375 kV |
| • Intensidad asignada de servicio continuo: | |
| ○ Posición de línea | 1.600A |

- Intensidad admisible de corta duración 40 kA
- Intensidad admisible de valor de creta 100 kA

7.3.4 Interruptores automáticos de 66 kV

Para la apertura y cierre de los circuitos con carga y cortocircuito se ha previsto la instalación de un interruptor automático con mando tripolar de SF6, de servicio exterior.

Las características más importantes del interruptor son:

- Tensión de aislamiento asignada 72,5 kV
- Tensión de servicio nominal 66 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Intensidad asignada de servicio continuo 2.000A
- Intensidad de cortocircuito asignada 25 kA
- Poder de corte nominal bajo cortocircuito 25 kA
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz 140 kV
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50µs 325 kV
- Duración nominal de la corriente de cortocircuito 3 s
- Ciclo nominal de maniobra asignado O-O,3s-CO-15s-CO
- Tipo de reenganche Trifásico

La cámara de extinción de los interruptores es de gas SF6 con autosoplado. Los tres polos del interruptor están montado sobre un chasis común y son accionados con un mismo mando motorizado a resortes que se acopla a ellos mediante transmisiones mecánicas.

El aislamiento fase-tierra está formado por un aislador soporte de porcelana o polimérico y la barra aislante que se encuentra en su interior.

El recinto interno de cada polo está lleno de gas bajo una presión de servicio controlada que garantiza el pleno poder de corte y características de aislamiento hasta una temperatura de, hasta al menos, -25 °C sin necesidad de calefacción adicional.

7.3.5 Descargadores de sobretensión

Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico, o las que cualquier otra causa pudieran producirse, se ha proyectado en la posición de entrada de la línea, el montaje de un juego de pararrayos conectados a la derivación de la conexión de 66 kV. Los pararrayos se ubicarán junto a las bornas de AT en soporte montado sobre la propia cuba de la máquina.

Las características principales de estos pararrayos son:

- Tensión asignada 66 kV
- Tensión máxima de servicio continuo 53 kV
- Intensidad nominal de descarga (onda 8/20 µs) 10 kA

7.3.6 Transformadores de intensidad

Montados junto al interruptor de 66 kV de la posición de línea y transformador, se instalarán tres transformadores de intensidad, que alimentarán los circuitos de medida y protección.

Las características de estos transformadores son:

- Tensión de aislamiento asignada 72,5 kV
- Tensión de servicio nominal 66 kV
- Relación de transformación:

- Posición de la línea 300-600/5-5-5A
- Potencias y clases de precisión
 - Arrollamiento de medida 20 VA Cl, 0,2
 - Arrollamiento de protección 30 VA 5P20
- Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto sobre arrollamiento primario 140 kV
- Tensión de ensayo a impulsos rayo onda 1,2/50µs 325 kV
- Sobreintensidad admisible en permanencia 1,2·In primaria

7.3.7 Transformadores de tensión

Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de circuitos de 66 kV se ha previsto la instalación de tres transformadores de tensión. Las características eléctricas más importantes son:

- Frecuencia 50 Hz
- Tensión de aislamiento asignada 72,5 kV
- Tensión de servicio nominal 66 kV
- Relación de transformación:
 - Primer arrollamiento 66:√3 / 0,110: √3 kV
 - Segundo arrollamiento 66:√3 / 0,110 kV
 - Tercer arrollamiento 66:√3 / 0,110: √3 kV
- Potencias y clases de precisión (en el caso de potencias no simultaneas):
 - Primer arrollamiento 100 VA Cl. 0,5-3P
 - Segundo arrollamiento 20 VA – 3P
 - Tercer arrollamiento 20 VA Cl. 0,2
- Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto 140 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipop rayo onda 1,2/50µs 325 kV

7.3.8 Conductores y embarrados

En este apartado, se presentan las características técnicas de los conductores y embarrados propuestos en la Subestación Colectora TFG Energy 66/30 kV.

7.3.8.1 Características del conductor desnudo

Para la interconexión entre la apartamta 66 kV del parque a la intemperie con el embarrado rígido principal 66kV, utilizaremos conductor desnudo de aluminio-acero flexible.

Además, en la posición de salida de línea, todas las interconexiones entre el embarrado rígido y los equipos con este conductor estarán en formación dúplex, y en todas las posiciones de transformador estarán en formación simplex.

Las características del conductor serán las que se indican:

Denominación:	LA 455 CONDOR
Material	Aleación de aluminio
Diámetro del conductor	25,38
Número de conductores por fase:	1 (simplex) Posiciones Transformador 66/30 kV. 2 (duplex) Posición LAAT 66 kV.

Sección total del cable:	337,3 mm ²
Intensidad máxima admisible en régimen permanente:	712 A
Temperatura admisible del conductor en funcionamiento normal:	80°C

Tabla 8. Características técnicas del conductor flexible 66 kV

7.3.8.2 Características del embarrado rígido

Para la interconexión entre la apartada de 66 kV del parque a la intemperie y con el embarrado rígido principal 66 kV, se empleará un conductor desnudo de aluminio-acero flexible, tipo 110/100 de 1.650 mm² de sección total.

Las características del conductor serán las que se indican a continuación:

Aleación:	Aleación de Almelec 6063-T6
Diámetro exterior/interior:	110/100 mm
Sección total del conductor:	1.650 mm ²
Intensidad admisible permanente a 85 °C:	2.480 A

Tabla 9. Características técnicas del embarrado rígido 66 kV

En la memoria de cálculo se justifica la elección de estos conductores

7.3.9 Aisladores de apoyo 66 kV

Las características principales de los aisladores de apoyo serán:

Instalación:	Intemperie
Denominación:	C6-170
Tensión de aislamiento:	72,5 kV
Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo:	650 kV
Tensión soportada f.i bajo lluvia:	275 kV
Distancia mínima de fuga (31 mm/kV):	4.495 mm
Carga de rotura a flexión	6 kN

Tabla 10. Características técnicas de los apoyos 66 kV

7.4 Servicios auxiliares

Se dispondrá de dos alimentaciones en media tensión procedentes de las celdas de servicios auxiliares de 30 kV, con dos transformadores de servicios auxiliares 250 kVA de potencia y relación de tensiones 30/0,420-0,230 kV.

Los Servicios Auxiliares se dividirán en los de corriente continua y los de corriente alterna.

En lo que respecta a la alimentación de 400/230 V en corriente alterna, la disposición será de simple barra con una doble alimentación, por cada transformador de servicios auxiliares mediante los correspondientes interruptores perfectamente enclavados. La alimentación normal será por el transformador de auxiliares TSA-1, mientras que el TSA-2 estará en back-up y solo entrará en servicio antes fallo del TSA-1.

Para incidir en la seguridad de suministro, se instalará un grupo electrógeno de 250 kVA, cuya misión será entrar en servicio ante un fallo de suministro desde TSA-1 y TSA-2. Un PLC instalado en el Cuadro de Conmutación del Grupo Electrónico se encargará de gobernar tanto la entrada en servicio del transformador en reserva, como de la activación del propio grupo electrógeno cuando ninguno de los 2 transformadores funcione, así como realizar la operación inversa cuando se reestablezca el suministro normal.

Los sistemas de corriente continua alimentarán los servicios más críticos de la subestación, como la protección y el mando. Los servicios auxiliares de corriente continua se dividirán a su vez en dos:

- Sistema de 125 V c.c. de alimentación a equipos de protecciones, control, señalización, etc. Se basará en el uso de equipos rectificador-batería que alimentarán al cuadro de distribución de 125 V. Estos equipos asegurarán el suministro en caso de pérdida total de la corriente alterna.
- Sistema de 48 V que alimentará los equipos de telecomunicaciones, telecontrol y control digital. Funcionará con el polo positivo puesto a tierra y estará alimentado por convertidores de tensión 125/48 V c.c.

Siguiendo los criterios de REE de doble protección y alimentación independientes, habrá dos equipos rectificador-batería de 125 V c.c. que viertan sobre el cuadro de distribución de corriente continua de modo que si un grupo de batería-rectificador falla el otro será capaz de asumir las cargas de corriente continua.

En lo que respecta a los equipos de corriente continua para comunicaciones, se instalarán dos convertidores de corriente continua de 125/48 V c.c. y un cuadro de distribución 48 V c.c. El diseño garantizará la alimentación permanente y conmutación de fuentes sin paso por cero, para las salidas de equipos en que esta condición sea esencial (mediante diodos).

El sistema de servicios auxiliares deberá constar además de lo descrito a continuación

- Rectificador.
- Inversor.
- Grupo de baterías de acumulación
- Grupo electrógeno de emergencia (diésel) de 250 kVA.

7.4.1 Transformador de servicios auxiliares

El transformador de Servicios Auxiliares, en adelante SSAA, dará servicio eléctrico a la subestación en baja tensión. Se conectará desde la parte de BT del transformador de potencia, concretamente de uno de los dos embarrados de MT, con enclavamiento mecánico para evitar el cortocircuito del transformador. El transformador de servicios auxiliares será 30/0,4 kV de 250 kVA

A continuación, se detallan las características principales del mismo:

Potencia asignada (kVA)	250
Tensión asignada (kVA)	30/0,4
Grupo de conexión	Dyn11
Pérdidas en vacío – P _o (W)	320
Pérdidas en carga – P _k (W)	1.950
Impedancia de cortocircuito a 75 °C (%)	4,5
Nivel de potencia acústica L _{WA} (dB)	56
Cosφ=1	2,03
Cosφ=0,8	4,08
Rendimiento	97,78
Carga 100%	98,15

Tabla 11. Características técnicas del transformador de servicios auxiliares

7.4.2 Grupo electrógeno

El diseño de la subestación contempla la instalación de un grupo electrógeno diésel con capota insonorizada y para instalación en interior, dispuesto sobre bancada, que será capaz de alimentar los servicios auxiliares en caso de pérdida del suministro.

Dispondrá de depósito de combustible para tener una autonomía de 8 horas a máxima capacidad y equipo asociado de trasiego. Este depósito vendrá incorporado en la propia bancada del grupo y dispone de doble pared, por lo que no será necesario disponer de depósito auxiliar para recogida de fugas.

El grupo nunca entrará en funcionamiento mientras esté funcionando el transformador de servicios auxiliares. La unidad de control de servicios auxiliares se encargará de realizar la conmutación entre las alimentaciones posibles.

Las características principales del grupo electrógeno serán las siguientes:

Potencia en emergencia/continuo (kVA)	275/250
Tensión de funcionamiento (V)	400/230
Frecuencia (Hz)	50
Fases	3
Motor	
Refrigeración	Líquido (agua + 50% glicol)
Combustible	Diésel

Nº de cilindros y disposición	6 en línea
Cilindrada	8,7 L
Aspiración	Turboalimentado y post-enfriado
Sistema de arranque/Circuito eléctrico	Eléctrico/24V
Velocidad	1.500 rpm
Regulador de velocidad	Electrónico
Consumo de combustible ESP (l/h)	67,4
Alternador	
Tipo	Auto excitado, sin escobillas
Polos	4
Regulación	A.V.R. (Electrónico)

Tabla 12. Características técnicas del grupo electrógeno

7.4.3 Armario general de corriente alterna

El cuadro estará alimentado desde las fuentes independientes y nunca podrán estar funcionando de manera simultánea (grupo electrógeno o transformador de servicios auxiliares). El embarrado del cuadro estará constituido por 3 barras de fase y 1 barra de neutro. Para garantizar la facilidad del mantenimiento, tendrá una configuración de barra partida, realizándose la conexión de ambas barras a través de un interruptor motorizado. En el caso de pérdida de una de las alimentaciones principales se podrán acoplar ambas barras. Los equipos rectificadores de 125 Vcc. y el cuadro de comunicaciones de corriente alterna irán conectados a ambas barras. La conmutación de fuentes se realizará de forma automática utilizando interruptores motorizados.

7.4.4 Cuadros de distribución

Los cuadros de distribución serán alimentados desde el cuadro general:

- Cuadro de fuerza y climatización, para los servicios correspondientes, con embarrados separados.
- Cuadro general de alumbrado, tanto para el edificio, como para los accesos y parque a la intemperie.

7.4.5 Instalación de alumbrado

En el interior del edificio, el alumbrado normal se realizará con lámparas de LED, tanto en la sala de media tensión como en la de control.

Los accesos se alumbrarán con focos de LED en cada una de las puertas del edificio.

En el parque de 66 kV se colocarán báculos repartidos uniformemente a lo largo y ancho del terreno, y que serán gobernados mediante fotocélula. Para trabajos nocturnos en la subestación, se dispondrá de un alumbrado intensivo, que se activará desde el armario de CA de SSAA.

Los proyectores que instalaremos en el exterior deberán proporcionar una luminosidad adecuada para el acceso y trabajo nocturno en la subestación. Se instalarán sobre báculo de 3 m

de altura en el parque de intemperie y directamente en la pared del edificio sobre las puertas de éste.

Dentro del edificio, los niveles de iluminación en las distintas áreas, por tanto, de 500 lúmenes en la sala de celdas y de control.

Los alumbrados de emergencia del edificio se realizarán con equipos fluorescentes autónomos situados en las zonas de tránsito y en las salidas. Su encendido será automático en caso de fallo del alumbrado normal, si así estuviese seleccionado, con autonomía de una 1 hora.

7.4.6 Sistema de 125V de corriente continua y armario de baterías

El sistema de suministro en corriente continua de 125 Vcc se gestionará a través de los armarios de rectificadores, que transforman la corriente alterna en continua. Mediante una unidad gestora, se cargarán las baterías de níquel-cadmio que proporcionarán suministro al sistema de control y protección de la subestación, ofreciendo autonomía en caso de interrupción del suministro eléctrico.

Para garantizar la alimentación de los cuadros de corriente continua, se ha implementado un conjunto redundante de rectificador-batería, como se mencionó anteriormente. Además, el Cuadro General de Corriente Continua de 125 V será del tipo normalizado con dos barras independientes, desde las cuales se distribuirán los servicios de control y fuerza. Este cuadro estará ubicado en la sala de servicios auxiliares de la subestación.

El cuadro proporcionará energía a los armarios de control local y a los armarios de la sala de celdas de MT. Las baterías utilizadas son recargables alcalinas, con un electrodo positivo de hidróxido de níquel y un electrodo negativo de cadmio. Durante la descarga, se produce una reacción electroquímica en la que el hidróxido de níquel se reduce y el cadmio se oxida. Este proceso es reversible durante la recarga de la batería, utilizando una solución de hidróxido de potasio como electrolito.

Las baterías se almacenan en bolsas formadas por bandas de acero doblemente perforadas, unidas mecánicamente y soldadas a la barra colectora de corriente. Estas baterías son adecuadas para su uso en centrales pequeñas y subestaciones sin personal de mantenimiento permanente. Son recargables, menos propensas a perder electrolito y tienen una resistencia interna baja, lo que permite tiempos de carga más cortos y una tensión constante durante la mayoría del ciclo de descarga. También admiten sobrecargas y pueden seguir siendo cargadas incluso cuando ya no pueden almacenar más energía.

Estas baterías son capaces de funcionar en un amplio rango de temperaturas, desde -40 °C hasta 50 °C, aunque se espera que operen cerca de la temperatura óptima de diseño de aproximadamente 25 °C debido a su ubicación interior. Por lo tanto, no se requieren coeficientes de corrección por temperatura.

7.4.7 Sistema de 48V en corriente continua

Se instalarán dos equipos de convertidores 125/48 Vcc-batería con capacidad de acuerdo con los criterios de diseño establecidos previamente. Además, se implementará un Cuadro General de Corriente Continua de 48 V, siguiendo los estándares normalizados. Este cuadro será responsable de suministrar energía a todos los equipos de comunicaciones. A su vez, este cuadro recibirá alimentación de 125 Vcc desde los bastidores integrados de las posiciones, y contará con un convertidor que transformará la tensión de 125 Vcc a 48 Vcc.

8. Sistema de puesta a tierra inferior

8.1 Generalidades

En este apartado presentaremos las principales características técnicas del sistema de puesta a tierra inferior propuesto para la Subestación Eléctrica colectora TFG Energy 66/30 Kv.

La instalación general de puesta a tierra inferior cumplirá los siguientes objetivos:

- Proteger al personal y equipo contra potenciales peligros.
- Proporcionar un camino a tierra para las intensidades originadas por descargas atmosféricas, por acumulación de descargas estáticas o por defectos eléctricos.
- Referenciar al potencial del circuito respecto a tierra.
- Facilitar a los elementos de protección el despeje de falta a tierra.

8.2 Diseño propuesto

En nuestro caso, existirá una red general de tierra para todo el conjunto de la subestación, formada por una malla enterrada compuesta por cable de cobre desnudo de 95 mm² tendido en una zanja de 0.60 m de profundidad.

En la superficie que ocupará la subestación, se dispondrá de dicha malla enterrada compuesta por unas cuadrículas con un tamaño aproximado de 4 x 4 m y diseñada de acuerdo con la instrucción ITC-RAT-13. La malla estará formada, como se ha mencionado anteriormente, por un cable de cobre desnudo de 95mm², enterrado directamente en el terreno, a 0,60 m de profundidad para conseguir una resistencia de puesta a tierra adecuada. Asimismo, se instalarán picas de puesta a tierra de acero con recubrimiento de cobre electrolítico de 2 m de longitud y un diámetro de 0.11 mm. Estas se ubicarán en posiciones estratégicas.

Tal y como viene recogido en la ITC-RAT-13, las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones, así como el neutro de transformador, la reactancia de puesta a tierra, los pararrayos y las uniones a tierra de los descargadores de tensión, irán conectados a la malla de tierra con la idea de dar una mayor seguridad al personal que transite por la subestación al reducir las tensiones de paso y de contacto a niveles admisibles, así como para garantizar el funcionamiento de las protecciones.

Para dar tierra a los elementos metálicos, se efectuarán derivaciones desde la malla de tierra, hasta estos, mediante soldadura aluminotérmica y las conexiones de tierra serán mediante terminales de compresión atornillados o grapas de conexión y con cable de cobre desnudo de 95 mm² de sección.

Las derivaciones para dar tierra a la aparamenta: Transformadores de medida, seccionadores, interruptores, etc., llegarán hasta la propia toma de tierra de dichos aparatos.

La puesta a tierra de la estructura se efectuará con piezas especiales accesibles y vistas para una fácil revisión, mientras que en las uniones entre cables de la malla de tierra se realizarán mediante soldadura aluminotérmica.

Existirán fundamentalmente los siguientes sistemas de tierras:

- **Tierras de protección:** Se emplea para el caso de un fallo donde un conductor energizado haga contacto con una superficie conductora expuesta o un conductor ajeno al sistema

hace contacto con él, la conexión a tierra reduce el peligro para todas aquellas personas que puedan tocar las zonas expuestas a una corriente eléctrica. Estos objetos son:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
 - Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
 - Las pertas metálicas de los locales.
 - Las vallas y cercas metálicas.
 - Las columnas, soportes, pórticos, etc.
 - Las estructuras y armaduras metálicas de los edificios que contengan instalaciones de alta tensión.
 - Las armaduras metálicas de los cables.
 - Las tuberías y conductos metálicos.
 - Las carcasas de transformadores, generadores, motores y otras máquinas.
 - Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.
 - Pantalla de separación de los circuitos primario y secundario de los transformadores de medida o protección.
- **Tierras de servicio:** Tiene como objetivo poder dar servicio a la instalación. Según el sistema de distribución empleado, su implementación lo marcará la ITC-BT-08 del REBT.
 - Los neutros de los transformadores de manera directa o a través de resistencias.
 - El neutro de los alternadores y otros aparatos o equipos que lo precisen.
 - Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida o protección, salvo que existan pantallas metálicas de separación conectadas a tierra entre los circuitos de alta y baja tensión de los transformadores.
 - Los limitadores, descargadores, pararrayos, etc. para la eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.

8.3 Materiales empleados

8.3.1 Cable de cobre desnudo

Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión. Los requerimientos de construcción serán:

- Tamaño de la sección: 95 mm².
- Tipo de conductor: Cable de cobre electrolítico, suave, recocido, sin estañar, trenzado en capas concéntricas.
- Alta resistencia a la corrosión de ambientes contaminados, alta resistencia a la tracción, alta conductividad y ductilidad.

8.3.2 Borna terminal

Se emplearán bornas terminales para la unión final de los cables de puesta a tierra a aquellos elementos que se requieran aterrizar. Los requerimientos de construcción serán:

- Las bornas terminales deben ser de compresión y de cobre estañado.
- Tendrá marcación con la referencia y el calibre del conductor.
- Alta resistencia a la corrosión de ambientes contaminados, alta resistencia mecánica y alta conductividad.

8.3.3 Uniones de la malla

Todas las conexiones entre cables de puesta a tierra o entre estos y las varillas que conforman la malla de puesta a tierra se realizarán mediante soldadura aluminotérmica.

8.3.4 Accesorios de conexión

Los electrodos y materiales de puesta a tierra estarán formados por materiales metálicos en forma de conductores, chapas o perfiles que presenten una resistencia elevada a la corrosión por sí mismos, o mediante una protección adicional, tales como el cobre o el acero debidamente protegido, en cuyo caso se tendrá especial cuidado de no dañar el recubrimiento de protección durante el hincado.

Todos aquellos accesorios como tornillos, tuercas, arandelas planas o de presión para la fijación de los elementos de puesta a tierra en barras y estructuras, serán de acero inoxidable o galvanizado.

Se deben instalar arandelas planas para evitar el deterioro de los elementos a unir debido al torque de apriete aplicado.

Las arandelas de presión se deben instalar para evitar que las conexiones se aflojen por vibración o movimientos bruscos.

9. Sistema de puesta a tierra superior

9.1 Generalidades

El cometido del sistema de tierras superiores es la captación de las descargas atmosféricas y su conducción a la malla enterrada para que sean disipadas a tierra sin que se ponga en peligro la seguridad del personal y de los equipos de la subestación.

La protección frente a descargas de origen atmosférico podrá realizarse mediante la instalación de un sistema de puntas franklin debidamente calculado o bien mediante un pararrayo con dispositivo de cebado que otorgue un área de protección suficiente. En nuestro caso, y tras realizar diversas pruebas con el método de la esfera rodante, hemos decidido quedarnos con la opción de utilizar los pararrayos activos.

9.2 Diseño propuesto

En el Anexo 1 “Cálculos eléctricos” se presenta el procedimiento de cálculo para diseñar el sistema de puesta a tierra superior activo.



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



ANEXO I

CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Tabla de contenido

1.	Introducción:	4
2.	Cálculo de conductores de alta y media tensión desnudos	4
2.1	Objetivos y alcance.....	4
2.2	Normativa aplicable	4
2.3	Cálculo de conductores desnudos rígidos (embarrados)	4
2.3.1	Datos de partida	4
2.3.2	Criterios de cálculo.....	5
2.3.3	Características de los conductores	12
2.3.4	Características de los aisladores.....	12
2.3.5	Condiciones del vano	13
2.3.6	Resultados	13
2.4	Cálculo de conductores desnudos flexibles	16
2.4.1	Datos de partida	16
2.4.2	Criterios de cálculo.....	16
2.4.3	Características de los conductores	17
2.4.4	Configuración del conductor	18
2.4.5	Resultados	18
2.5	Conclusiones de los resultados obtenidos	19
3.	Cálculo de cables aislados de media tensión	19
3.1	Objetivo y alcance	19
3.2	Normativa aplicable	19
3.3	Datos de partida	20
3.4	Criterios de cálculo	20
3.4.1	Cálculo por criterio de intensidad máxima admisible	20
3.4.2	Cálculo por criterio de intensidad de cortocircuito máxima admisible.....	21
3.4.3	Cálculo por criterio de caída de tensión máxima admisible.....	22
3.5	Características de los conductores	22
3.6	Protecciones	22
3.7	Resultados	23
4.	Cálculo de Tierras aéreas.....	25
4.1	Objeto.....	25
4.2	Normativa.....	25
4.3	Evaluación de riesgo.....	25
4.4	Método de la esfera rodante.....	28
5.	Cálculo y diseño del sistema de puesta a tierras inferior	29

5.1	Objeto.....	29
5.2	Alcance	29
5.3	Documentación de referencia	29
5.4	Abreviaturas y acrónimos.....	29
5.5	Características técnicas del sistema de puesta a tierra.....	29
5.5.1	Introducción	29
5.5.2	Situación.....	29
5.5.3	Datos de la instalación.....	30
5.5.4	Características geométricas de la malla	31
5.5.5	Características de los conductores de la malla calculada.....	31
5.5.6	Criterios de Cálculo	31
5.5.7	Resultados	32
5.7.8	Criterios de validación.....	40
5.7.9	Conclusiones.....	41

Índice de tablas

Tabla 1. Características principales del embarrado rígido 66 kV.....	12
Tabla 2. Características principales del embarrado rígido 30 kV.....	12
Tabla 3. Características principales del aislador de apoyo 66 kV	13
Tabla 4. Características principales del aislador de apoyo 30 kV	13
Tabla 5. Condiciones del vano del embarrado rígido 66 kV	13
Tabla 6. Condiciones del vano del embarrado rígido 30 kV	13
Tabla 7. Esfuerzos realizados sobre el embarrado de 66 kV	14
Tabla 8. Esfuerzos que se ejercen sobre los aisladores de soporte 66 kV.....	14
Tabla 9. Resultados importantes sobre nuestro embarrado 66 kV	15
Tabla 10. Esfuerzos ejercidos sobre el embarrado 30 kV	15
Tabla 11. Esfuerzos que se realizan sobre los aisladores de apoyo 30 kV.....	16
Tabla 12. Resultados importantes sobre nuestro embarrado 30 kV.....	16
Tabla 13. Características técnicas de los conductores de interconexión A.T.	18
Tabla 14. Resultados cable flexible en la posición de transformador para el lado A.T.	18
Tabla 15. Resultados cable flexible en la posición de evacuación.....	19
Tabla 16. Cálculos para los cables aislados de M.T.	23
Tabla 17. Factores de corrección para los cálculos de M.T.	23
Tabla 18. Comprobación de la validez de los cálculos de M.T.	24
Tabla 19. Mapa de la probabilidad de recibir un impacto anualmente por cada km ²	25
Tabla 20. Sección principal de nuestra subestación	26
Tabla 21. Valores del coeficiente relacionado con el entorno C ₁	26
Tabla 22. Coeficientes tabulados para el cálculo del nivel de protección	27
Tabla 23. Coeficientes que utilizaremos para el cálculo del nivel de protección	27
Tabla 24. Nivel de protección en función de la eficiencia obtenida.....	28
Tabla 25. Radio de la esfera en función del nivel de protección SPCR.....	28
Tabla 26. Datos de partida de nuestra instalación	30
Tabla 27. Resistividad media del terreno colindante	31
Tabla 28. Características del material utilizado para la malla de tierra.....	31
Tabla 29. Datos de partida de la malla	32
Tabla 30. Características del conductor utilizado en nuestra malla	33
Tabla 31. Valores obtenidos bajo el criterio de sección mínima	34
Tabla 32. Resultados obtenidos bajo el criterio de tensiones de paso y de contacto.....	35
Tabla 33. Constantes obtenidas para la tensión de contacto.....	37
Tabla 34. Tensiones de paso y contacto resultantes	37
Tabla 35. Datos de partida para el dimensionado de la red de tierras	38
Tabla 36. Cálculo de la sección del conductor de la malla de puesta a tierra.....	39
Tabla 37. Características de la malla de tierra.....	39
Tabla 38. Tensiones máximas admisibles de paso y de contacto obtenidas	40
Tabla 39. Tensiones de paso y de contacto resultantes	40
Tabla 40. Comprobación de los resultados de nuestra red de tierras.....	41

1. Introducción:

En este documento, se presentan los detalles de cálculos de conductores y otros sistemas eléctricos propuestos en el proyecto de la Subestación Colectora TFG Energy 66/30 kV.

2. Cálculo de conductores de alta y media tensión desnudos

2.1 Objetivos y alcance

En este apartado se presentan los cálculos de los conductores eléctricos de alta tensión desnudos, tanto rígidos como flexibles, que se proponen en la Subestación Colectora TFG Energy 66/30 kV. Estos conductores son:

- Conductores desnudos rígidos (embarrados):
 - Embarrado rígido principal 66 kV
 - Embarrado rígido principal 30 kV
- Conductores desnudos flexibles:
 - Cable de interconexión de la apartada de 66 kV(intemperie).
 - Línea de salida de la subestación colectora 66/30 kV TFG Energy.

2.2 Normativa aplicable

Los cálculos se realizarán en conformidad con las normas indicadas a continuación:

- 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.
- 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.
- UNE-EN 60865: Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos.
- UNE-EN 60909: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna.
- UNE-EN 50182: Conductores para líneas eléctricas aéreas.
- UNE-EN 60909-0: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna.

2.3 Cálculo de conductores desnudos rígidos (embarrados)

2.3.1 Datos de partida

Para realizar el dimensionamiento de los conductores rígidos, es necesario definir previamente los siguientes parámetros:

- Datos eléctricos: Tensión nominal, potencia nominal, corriente de cortocircuito, relación de impedancias equivalentes del sistema, duración del cortocircuito, etc.
- Características geométricas del embarrado.
- Características mecánicas del conductor (material y propiedades físicas).
- Características mecánicas de los elementos de apoyo.
- Condiciones climatológicas de la instalación.
- Condiciones del embarrado: longitud del vano, distancia entre fases, etc.
- Tipo de anclaje en los apoyos: simple-simple, empotrado-simple, empotrado-empotrado, etc.

2.3.2 Criterios de cálculo

A continuación, se enumeran los criterios de cálculo utilizados para el dimensionamiento en este proyecto:

- Esfuerzos mecánicos en el tubo generados por el viento, por el peso propio del material, por el peso del hielo y por la aparición de un cortocircuito. La suma de todos estos esfuerzos deberá ser menor que el límite de fluencia o elástico del material, para así garantizar el correcto comportamiento mecánico ante estos fenómenos.
- Flecha en el tubo, debido al peso propio y al peso del hielo, que deberá ser tenida en cuenta a la hora de calcular las distancias en la subestación.
- Elongación del embarrado, que deberá ser considerada a la hora de seleccionar las piezas auxiliares, que tendrán que ser capaces de absorber dicha elongación.
- Esfuerzo térmico de cortocircuito. La intensidad de cortocircuito que puede darse en la instalación debe ser menor que la capacidad térmica del tubo, teniendo en cuenta el tiempo de duración del defecto.
- Efecto corona. Es el fenómeno que se produce en los conductores de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor, causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea. Debe garantizarse que la tensión crítica disruptiva del aire, es decir, el nivel de tensión por encima del cual se ioniza el mismo, sea superior a la tensión más elevada de la instalación.
- Intensidad máxima admisible en régimen permanente en el conductor, que deberá ser superior a la intensidad nominal que circule por el mismo en la instalación.
- Cálculo de los aisladores de apoyo: Estos dispositivos deben soportar los esfuerzos que genera el propio embarrado (causados por el peso propio, viento, hielo y por efecto del cortocircuito) y el esfuerzo que genera el viento sobre ellos mismos. La suma de estos esfuerzos debe ser inferior a la carga de rotura del material de los propios aisladores.

En nuestro caso, consideraremos la barra correspondiente a la fase central, por ser la más afectada desde el punto de vista de esfuerzos por cortocircuito.

2.3.2.1 Corriente de cortocircuito

El primer paso es establecer una intensidad de cresta para aplicar al cálculo del esfuerzo sobre los embarrados debido al cortocircuito. La norma UNE-EN 60909-0 define esta intensidad como:

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa}''$$

Donde:

- I_p = intensidad de cresta (kA).
- I_{κ} = intensidad simétrica inicial de cortocircuito a efectos de diseño (kA).
- κ = factor para el cálculo de la intensidad de cresta, dado por:

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X}$$

- R/X: relación de impedancias equivalentes del sistema.

Esta intensidad obtenida generará un esfuerzo mecánico que el embarrado rígido deberá soportar sin producirse su deformación permanente o rotura, como se verá en los próximos apartados.

2.3.2.2 Tensión mecánica en el embarrado

Esfuerzo del viento:

De acuerdo con la ITC-07 del RLAT, se considerará en los cálculos un viento con velocidad de 140 km/h (38,89 m/s) para las líneas de categoría especial y de 120 km/h para el resto de las líneas, suponiendo su actuación de forma horizontal, perpendicularmente a las superficies sobre las que incide.

Esfuerzo por peso propio:

El peso propio del conductor rígido se tendrá en cuenta en el cálculo de los esfuerzos mecánicos.

Esfuerzo por hielo:

En función de la localización geográfica de la instalación, se tendrán diferentes esfuerzos generados por el hielo. En este caso, la ITC-07 del RLAT, la ubicación de entre 0-500 es la zona A, de 501-1000 es la zona B y de 1000 en adelante se considera la zona C. Nuestra subestación estaría en la zona B, por lo que se tendrá en cuenta el efecto del hielo.

Esfuerzo por cortocircuito

La aparición de un cortocircuito en los conductores rígidos generará una fuerza electromagnética que se traducirá en un esfuerzo mecánico sobre los mismos. Estos esfuerzos se aplicarán de forma transversal al conductor y vendrán dados por la siguiente expresión, para el caso de cortocircuitos trifásicos, recogida en la norma UNE-EN 60865-1:

$$F_{cc} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{\mu \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a_m}$$

Donde:

- F_{cc} : Fuerza electromagnética generada por el cortocircuito por unidad de longitud sobre el conductor rígido (N/m).
- I_p : Intensidad de cresta de cortocircuito trifásico (A).
- $\mu = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \frac{v \cdot s}{A \cdot m}$ es una constante.
- a_m : Distancia equivalente entre fases (m).

Se tendrá en cuenta que se deberá considerar, en el cálculo de la tensión mecánica, el esfuerzo dinámico que el cortocircuito ejercerá sobre el embarrado. Este esfuerzo dinámico dependerá, por un lado, de la fuerza electromagnética y, por otro, de la frecuencia de vibración del embarrado. Esta frecuencia, a su vez, será función de las características del propio embarrado (masa, módulo de Young del material e inercia de la sección), de la longitud del vano y del tipo de apoyo (soportes simples o empotrados). La expresión que calcula el esfuerzo dinámico generado por el cortocircuito, de acuerdo con la norma UNE-EN 60865-1, es la siguiente:

$$\sigma_{cc} = \sum_i V_\sigma \cdot V_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{cc} \cdot l^2}{8 \cdot W}$$

Donde:

- σ_{cc} : tensión mecánica de trabajo que genera el cortocircuito sobre el conductor rígido (N/mm²).
- i : número de vanos iguales.

- V_{σ} : factor que tiene en cuenta el efecto dinámico. Este factor dependerá de la frecuencia de vibración del embarrado y de la frecuencia eléctrica, y se calculará mediante la norma UNE-EN 60865-1.
- V_r : factor que tiene en cuenta el reenganche. Este factor también dependerá de la frecuencia de vibración del embarrado y de la frecuencia eléctrica, y se calculará mediante la norma UNE- EN 60865-1.
- β : constante que dependerá del tipo de conductor rígido y de soporte, y se calculará según la norma UNE-EN 60865-1.
- F_{cc} : fuerza electromagnética generada por el cortocircuito (N/m).
- W : es el momento resistente del material (m³).
- l : longitud del vano (m).

Suma de esfuerzos:

Una vez definidas las cargas que ejercerán esfuerzos sobre el embarrado, se calcula la sumatoria para obtener el esfuerzo resultante. En primer lugar, se calculan las tensiones de trabajo, según la siguiente expresión:

$$\sigma_n = \sum_i \frac{1}{8} \cdot \frac{P \cdot l^2}{W}$$

Dónde:

- σ_n : tensiones mecánicas de trabajo que generarán los esfuerzos definidos anteriormente (N/mm²).
- i : número de vanos iguales.
- l : longitud del vano (m).
- W : Momento resistente del material (m³).
- P : Carga que producirán cada uno de los esfuerzos (vientos, peso propio, hielo) (N/m).

Así, teniendo en cuenta la dirección sobre la que actúan cada uno de los esfuerzos (viento y cortocircuito de forma transversal, y peso propio y hielo vertical hacia el suelo), se tiene que la tensión de trabajo total que aparecerá en el embarrado debido a estos es la suma vectorial de cada uno de ellos:

$$\sigma_{t0} = \sqrt{(\sigma_{cc} + \sigma_v)^2 + (\sigma_p + \sigma_h)^2}$$

- σ_{t0} : tensión de trabajo total (N/mm²).
- σ_{cc} : tensión ejercida por el cortocircuito (N/mm²).
- σ_v : tensión ejercida por el viento (N/mm²).
- σ_p : tensión ejercida por el peso propio del conductor rígido (N/mm²).
- σ_h : tensión ejercida por el peso del hielo (N/mm²).

La norma UNE-EN 60685 establece la siguiente relación para determinar si el embarrado rígido será capaz de soportar la tensión total de trabajo que se acaba de definir:

$$\sigma_{t0} \leq q \cdot R_{p02}$$

Dónde:

- σ_{t0} : tensión de trabajo total (N/mm²).
- q : factor de resistencia del conductor rígido que dependerá del tipo de geometría de este, de acuerdo con la norma UNE-EN-60865-1.
- R_{p02} : límite de fluencia del material (N/mm²).

De esta forma, si la relación anterior se cumple, se puede garantizar que el embarrado rígido soportará todos los esfuerzos a los que es sometido.

2.3.2.3 Reacciones sobre los aisladores de soporte

Los aisladores de soporte que sustentarán el embarrado rígido también se verán sometidos a una serie de esfuerzos. Por tanto, deberá garantizarse también que el material del que estarán formado será capaz de soportar el esfuerzo total resultante.

Es necesario tener en cuenta que los mayores esfuerzos aparecerán en los apoyos intermedios, ya que servirán de unión entre dos vanos y, por tanto, serán mayores que en los apoyos extremos que solo soportarán un vano. Por tanto, los esfuerzos se calcularán para dichos apoyos.

A continuación, se definen los esfuerzos que se ejercerán sobre los aisladores de soporte. En este caso, los esfuerzos a considerar son únicamente los que actuarán en dirección horizontal.

Esfuerzos del embarrado sobre los aisladores de soporte

Por un lado, el esfuerzo que ejercerá el viento sobre el embarrado se trasladará a los aisladores soporte. Por otro lado, el esfuerzo que ejercerá el cortocircuito sobre el embarrado también afectará a los aisladores de soporte. Según la norma UNE-EN 60865-1, el esfuerzo vendrá dado por la siguiente expresión:

$$F_{cc,a} = V_F \cdot V_r \cdot F_{cc}$$

Donde:

- $F_{cc,a}$: esfuerzo de cortocircuito del embarrado sobre los aisladores soporte (N/m).
- V_F : factor de carga, que se calcula mediante la norma UNE-EN 60865-1 en función de la frecuencia de vibración del embarrado y de la frecuencia eléctrica.
- V_r : factor que tiene en cuenta el reenganche. Este factor dependerá también de la frecuencia de vibración del embarrado y de la frecuencia eléctrica, y se calculará mediante la norma UNE-EN 60865-1.
- F_{cc} : fuerza electromagnética generada por el cortocircuito (N/m), se calculará mediante la expresión 9.3.

Una vez tenemos los esfuerzos calculados, realizaremos la suma de los esfuerzos que se generan en el embarrado sobre los soportes. Se realizará, según la norma UNE-EN 60685-1, mediante la siguiente ecuación:

$$F_t = \sum_i (F_{VE} + F_{cc,a}) \cdot l \cdot \alpha$$

Donde:

- F_t : fuerza total que generará el embarrado sobre los aisladores (N).
- i : número de vanos iguales.
- F_{VE} : fuerza que generará el embarrado sobre el aislador debido al viento (N/m).
- $F_{cc,a}$: es el esfuerzo de cortocircuito en el embarrado que se ejercerá sobre los aisladores soporte (N/m)

- l : longitud del vano (m).
- α : constante que dependerá del tipo de conductor rígido y de soporte, y se calculará según la norma UNE-EN 60865-1.

La hipótesis de carga más restrictiva para calcular el esfuerzo que generará el embarrado sobre los aisladores de soporte considerará el esfuerzo generado por el viento y por el cortocircuito, de acuerdo con la norma UNE-EN 60865-1.

Esfuerzo del viento sobre los aisladores de soporte

Además del esfuerzo que generará el propio embarrado sobre los aisladores, se considerará también la presión que ejercerá el viento directamente sobre los aisladores. Esta fuerza se aplicará en la cabeza del aislador, calculándose mediante la siguiente ecuación:

$$F_{v,a} = L_a \cdot D_a \cdot P_v \cdot \alpha$$

Donde:

- $F_{v,a}$: esfuerzo que generará el viento sobre el aislador de soporte(N).
- L_a : longitud del aislador de soporte (m).
- D_a : diámetro del aislador de soporte (m).
- P_v : presión del viento (N/m²).
- α : constante que depende del tipo de conductor rígido y de soporte, y se calculará según la norma UNE-EN 60865-1.

Esfuerzo total sobre los aisladores de soporte

Una vez tenemos todos los cálculos de los esfuerzos realizados, calcularemos el esfuerzo resultante:

$$F_a = F_t + F_{va}$$

Dónde:

- F_a : fuerza total que se ejercerá sobre el aislador de soporte (N).
- F_t : fuerza total que generará el embarrado sobre el aislador de soporte (N).
- F_{va} : esfuerzo que generará el viento sobre el aislador de soporte (N).

Para poder garantizar que el aislador de soporte es capaz de soportar los esfuerzos resultantes al que lo someteremos, según la norma UNE-EN 60865-1, se deberá cumplir la siguiente relación:

$$\frac{C_{flexion}}{F_a} \geq 1,5$$

- $C_{flexion}$: carga de rotura a flexión del aislador de soporte (N).
- F_a : fuerza total que se ejercerá sobre el aislador de soporte (N).

2.3.2.4 Flecha del embarrado

Debido al peso propio del embarrado y al peso ejercido por el hielo que pueda depositarse sobre él, se producirá una flexión en el conductor. El valor de la flecha resultante se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$f = \frac{1}{185} \cdot \frac{P \cdot l^4}{E \cdot I}$$

Donde:

- P: carga vertical distribuida debido al peso propio del embarrado y al peso del hielo (N/m).
- l: la longitud del vano (m).
- E: módulo de Young del material (N/m²).
- I: inercia de la sección (m⁴).

Un valor admisible de flecha máxima debe ser aquel que cumpla la relación:

$$f_{max} < L/200$$

Donde:

- L: longitud del vano.
- f_{max} : flecha máxima.

2.3.2.5 Elongación del embarrado

El conductor rígido que forma el embarrado, por efectos térmicos debidos a la temperatura ambiente y al paso de la corriente nominal, se calentará y se producirá una dilatación, que puede calcularse con la expresión siguiente:

$$\Delta l = l_0 \cdot \alpha \cdot \Delta \theta$$

Donde:

- l_0 : la longitud inicial del conductor rígido (m).
- α : coeficiente de dilatación lineal del conductor rígido (mm/m°C).
- $\Delta \theta$: incremento de temperatura entre la del montaje y de servicio (°C).

Este valor de elongación se tendrá presente a la hora de seleccionar los herrajes y demás piezas de interconexión con el embarrado, ya que deberán permitir la absorción de dicha dilatación.

2.3.2.6 Esfuerzo térmico en cortocircuito

El siguiente paso es determinar si el embarrado será capaz de resistir los esfuerzos térmicos generados por el cortocircuito. Para ello, se calcula la intensidad térmica equivalente de cortocircuito, mediante la siguiente expresión recogida en la norma UNE-EN 60909-0:

$$I_{th} = I_p \cdot \sqrt{(m + n)}$$

Dónde:

- I_{th} : intensidad térmica de cortocircuito (kA).
- I_p : corriente de cresta (kA).
- m : factor para el efecto térmico de la componente de continua de la corriente de cortocircuito, que se calcula según la norma UNE-EN 60909-0.
- n : factor para el efecto térmico de la componente de alterna de la corriente de cortocircuito, que se calcula según la norma UNE-EN 60909-0.

El valor resultante de la intensidad térmica de cortocircuito I_{th} deberá ser menor que la capacidad térmica del embarrado, que vendrá dada por la densidad de corriente en cortocircuito admisible S_{th} (A/mm²) y la sección. De esta forma, para considerar válido el embarrado elegido según este criterio, se deberá cumplir que:

$$I_{th} \leq I_{th,adm}$$

Dónde:

- I_{th} : intensidad térmica en cortocircuito obtenida (A).
- $I_{th,adm}$: intensidad térmica de cortocircuito máxima admisible (A).

El valor de la intensidad térmica en cortocircuito máxima admisible, o lo que es lo mismo, la capacidad térmica del embarrado se calcula a partir de la densidad de corriente en cortocircuito admisible S_{th} (A/mm²) y de la sección del conductor. El valor de densidad de corriente de cortocircuito admisible se obtiene mediante la norma UNE-EN 60865-1, en función de las características del material conductor, de la temperatura al final y al inicio de la falta, y del tiempo de duración del cortocircuito.

2.3.2.7 Efecto corona

El efecto corona es un fenómeno eléctrico que se manifiesta en forma de halo luminoso alrededor de los conductores. Está causado por la ionización del aire circundante debido a los altos niveles de tensión de la instalación. Se producirá cuando la tensión más elevada de la misma supere la tensión crítica disruptiva del aire. Este efecto se traduce finalmente en pérdidas de energía, por lo que se tratará de evitar su aparición.

Para calcular la tensión crítica disruptiva del aire, puede aplicarse la siguiente ecuación, conocida científicamente como “fórmula de Peek”:

$$U_c = mc \cdot mt \cdot \delta \cdot E_{of} \cdot r_1 \cdot \ln\left(\frac{D}{r_1}\right)$$

Dónde:

- U_c : tensión crítica disruptiva del aire (kV).
- mc : coeficiente de irregularidad del conductor que dependerá del tipo de conductor y su rugosidad.
- mt : coeficiente meteorológico.
- δ : factor de corrección de la densidad del aire.
- E_{of} : valor eficaz de campo eléctrico crítico para la aparición del efecto corona.
- r_1 : radio exterior del embarrado (cm).
- D : distancia entre conductores (cm).

Para garantizar la no aparición del efecto corona en el embarrado, el valor obtenido tendrá que ser superior a la tensión más elevada de la instalación.

2.3.2.8 Intensidad nominal de régimen permanente

Por último, se comprobará que la intensidad nominal que circulará por el embarrado en régimen permanente sea inferior a la intensidad máxima admisible de los conductores que lo conforman, según los datos del fabricante.

2.3.3 Características de los conductores

Embarrado rígido 66 kV

El material elegido para los embarrados es la aleación de Aluminio-Magnesio-Silicio conocida como Almelec 6063-T6. En general, el aluminio presenta una serie de ventajas con respecto al cobre, como son su menor peso para una misma intensidad soportada, su elevada resistencia a la corrosión, al formarse sobre el aluminio en contacto con la atmósfera una capa protectora compacta, y su menor coste.

Dado que el aluminio en estado puro presenta unas pobres características mecánicas, se emplean aleaciones de aluminio-silicio-magnesio, que presentan unas mejores propiedades mecánicas, asumiendo una muy reducida disminución de la conductividad eléctrica.

La forma del embarrado rígido es circular y hueca, ya que es la geometría que más eficiente por su buena resistencia mecánica en todas las direcciones, permitiendo soportar perfectamente las cargas debidas al viento, al hielo y los efectos electromecánicos generados por los cortocircuitos. Algunas de sus características son:

Diámetro exterior (mm)	110
Diámetro interior (mm)	100
Sección (mm ²)	1650
Intensidad nominal máxima (A)	2480
Peso propio unitario (kg/m)	4,453
Carga de rotura del material (N/mm ²)	215
Momento de inercia (cm ⁴)	227,81
Momento resistente (cm ³)	32,49
Límite de fluencia mínimo del material (N/mm)	170

Tabla 1. Características principales del embarrado rígido 66 kV

Embarrado rígido 30 kV

Como con el embarrado anterior, utilizaremos la misma aleación de aluminio y la forma geométrica será, igualmente, circular hueca. Las características principales de este embarrado serán:

Diámetro exterior (mm)	100
Diámetro interior (mm)	88
Sección (mm ²)	1770
Intensidad nominal máxima (A)	2520
Peso propio unitario (kg/m)	4,784
Carga de rotura del material (N/mm ²)	215
Momento de inercia (cm ⁴)	196,49
Momento resistente (cm ³)	31,27
Límite de fluencia mínimo del material (N/mm)	170

Tabla 2. Características principales del embarrado rígido 30 kV

2.3.4 Características de los aisladores

El embarrado, formado por tres tubos circulares colocados paralelamente, se sitúa sobre unos aisladores de apoyo, que también serán definidos en este documento, y estos a su vez en una estructura de acero galvanizado.

Embarrado rígido 66 kV

El aislador elegido y sus principales características son:

Designación	C6-170
Carga de rotura a flexión (N)	6000
Carga de rotura a torsión (N)	1500
Altura del aislador (mm)	445
Altura de la pieza de soporte (mm)	76
Diámetro exterior del aislador (mm)	205

Tabla 3. Características principales del aislador de apoyo 66 kV

Embarrado rígido 30 kV

El aislador elegido y sus principales características son:

Designación	C4-170
Carga de rotura a flexión (N)	4000
Carga de rotura a torsión (N)	1500
Altura del aislador (mm)	445
Altura de la pieza de soporte (mm)	76
Diámetro exterior del aislador (mm)	205

Tabla 4. Características principales del aislador de apoyo 30 kV

2.3.5 Condiciones del vano

El vano se define como la distancia que hay entre ejes de aislador a aislador. Sus características son:

Embarrado rígido 66 kV

Tipos de anclaje	Empotrado en un extremo y simple en el otro
Longitud del vano	12
Distancia entre fases	3
Nº de vanos iguales considerados en el cálculo:	2

Tabla 5. Condiciones del vano del embarrado rígido 66 kV

Embarrado rígido 30 kV

Tipos de anclaje	Empotrado en un extremo y simple en el otro
Longitud del vano	4
Distancia entre fases	0,5
Nº de vanos iguales considerados en el cálculo:	1

Tabla 6. Condiciones del vano del embarrado rígido 30 kV

2.3.6 Resultados

En este apartado se presentan los datos obtenidos del cálculo eléctrico y mecánico, teniendo en cuenta todos los criterios definidos en los apartados anteriores:

2.3.6.1 Embarrado rígido 66 kV

Los esfuerzos que se ejercerán sobre el embarrado son:

3.- Esfuerzos en el embarrado	Símbolo (unidad)	Valor
Esfuerzo por viento	Fv (N/m)	103,95
Esfuerzo por peso propio	Fp (N/m)	43,68
Esfuerzo por hielo	Fh (N/m)	18,5
Esfuerzo por cortocircuito	Fm,st (N/m)	50,3
Frecuencia de vibración del embarrado S/UNE-EN 60865		
Frecuencia de vibración	fc (Hz)	3,208
Relación de frecuencias (vibración del embarrado vs. frecuencia de la red)	fc/f	0,064
Factores a tener en cuenta en la vibración del embarrado Vσ y Vr S/UNE-EN 60865		
Factor que tiene en cuenta el efecto dinámico	Vσ	0,417
Factor que tiene en cuenta el reenganche	Vr	1,734
Tensiones de trabajo obtenidas en el embarrado		
Tensión de trabajo por esfuerzo dinámico de cortocircuito	σ_m (N/mm ²)	29,417
Tensión de trabajo en el embarrado por viento	σ_v (N/mm ²)	115,180
Tensión de trabajo en el embarrado por peso propio	σ_p (N/mm ²)	48,403
Tensión de trabajo en el embarrado por hielo	σ_h (N/mm ²)	20,521
Tensión máxima (N/mm ²)	σ_{to}	160,184
Coefficiente de seguridad frente al límite de fluencia S/UNE-EN 60865		
Coefficiente de seguridad	Rpo2 / σ_{to}	1,061
Comprobación del embarrado	Rpo2 / $\sigma_{to} > 1$	Es válido
Comprobación del esfuerzo frente al cortocircuito S/UNE-EN 60865		
Límite de fluencia mínimo del material	Rpo2	170,000
Factor de resistencia del embarrado por límite de fluencia	q . Rpo2	226,729
Comprobación del embarrado	¿Es $\sigma_{to} < q \cdot Rpo2$?	Es válido

Tabla 7. Esfuerzos realizados sobre el embarrado de 66 kV

Una vez tenemos calculados los esfuerzos que se ejercerán sobre el embarrado, calculamos los esfuerzos que se ejercerán sobre los aisladores de soporte:

4.- Esfuerzos sobre los aisladores de soporte	Símbolo (unidad)	Valor
Fuerza del viento sobre el embarrado	Fv (N/m)	103,95
Fuerza de cortocircuito del embarrado	Fm,d (N/m)	40,90
Suma de los esfuerzos del embarrado (viento + cortocircuito)	Ft (N)	2.172,71
Esfuerzo que ejerce el embarrado sobre el aislador	Ft' (N)	2.543,77
Fuerza del viento sobre el aislador	Fva (N)	28,39
Fuerza total sobre el aislador	FT(N)	2.572,16
Coefficiente de seguridad del aislador según su carga de rotura a flexión	Cflexión/FT	2,33
Comprobación del aislador	¿Es Cseg > 1,5?	Es válido

Tabla 8. Esfuerzos que se ejercen sobre los aisladores de soporte 66 kV

Por último, juntamos los resultados obtenidos de la flecha, elongación del embarrado, esfuerzo térmico de cortocircuito, efecto corona e intensidad nominal (que hemos desarrollado previamente en el apartado 2.3):

5.- Flecha en el embarrado	Símbolo (unidad)	Valor
Flecha resultante	f (cm)	4,40
6.- Elongación del embarrado	Símbolo (unidad)	Valor
Elongación resultante	Al (mm)	12,69
7.- Esfuerzo térmico de cortocircuito	Símbolo (unidad)	Valor
Intensidad térmica en cortocircuito	lth (kA)	30,91
Capacidad térmica del embarrado	lth,adm (kA)	195,15
Comprobación	lth < lth,adm	Es válido
8.- Efecto corona	Símbolo (unidad)	Valor
Tensión crítica disruptiva	Uc (kV)	387,91
Tensión más elevada de la Red	Um	75,00
Comprobación	Uc > Um	Es válido
9.- Intensidad nominal en régimen permanente	Símbolo (unidad)	Valor
Intensidad nominal en embarrado	In (A)	437,39
Intensidad nominal máxima	In,máx (A)	2.480,00
Comprobación	In < In,máx	Es válido

Tabla 9. Resultados importantes sobre nuestro embarrado 66 kV

Como se puede comprobar en las tablas de este subapartado, el embarrado rígido de 66 kV queda definido correctamente con las propuestas planteadas.

2.3.6.2 Embarrado rígido 30 kV

Como en el caso del embarrado de 66 kV, los esfuerzos que se ejercerán sobre el embarrado serán:

3.- Esfuerzos en el embarrado	Símbolo (unidad)	Valor
Esfuerzo por viento	Fv (N/m)	94,50
Esfuerzo por peso propio	Fp (N/m)	46,93
Esfuerzo por hielo	Fh (N/m)	17,7
Esfuerzo por cortocircuito	Fm,st (N/m)	279,3
Frecuencia de vibración del embarrado S/UNE-EN 60865		
Frecuencia de vibración	fc (Hz)	25,871
Relación de frecuencias (vibración del embarrado vs. frecuencia de la red)	fc/f	0,517
Factores a tener en cuenta en la vibración del embarrado Vσ y Vr S/UNE-EN 60865		
Factor que tiene en cuenta el efecto dinámico	Vσ	0,907
Factor que tiene en cuenta el reenganche	Vr	1,176
Tensiones de trabajo obtenidas en el embarrado		
Tensión de trabajo por esfuerzo dinámico de cortocircuito	σ_m (N/mm ²)	13,908
Tensión de trabajo en el embarrado por viento	σ_v (N/mm ²)	6,044
Tensión de trabajo en el embarrado por peso propio	σ_p (N/mm ²)	3,002
Tensión de trabajo en el embarrado por hielo	σ_h (N/mm ²)	1,129
Tensión máxima (N/mm ²)	σ_{t0}	20,376
Coeficiente de seguridad frente al límite de fluencia S/UNE-EN 60865		
Coeficiente de seguridad	Rpo2 / σ_{t0}	8,343
Comprobación del embarrado	Rpo2 / $\sigma_{t0} > 1$	Es válido
Comprobación del esfuerzo frente al cortocircuito S/UNE-EN 60865		
Límite de fluencia mínimo del material	Rpo2	170,000
Factor de resistencia del embarrado por límite de fluencia	q . Rpo2	229,961
Comprobación del embarrado	¿Es $\sigma_{t0} < q . Rpo2$?	Es válido

Tabla 10. Esfuerzos ejercidos sobre el embarrado 30 kV

Posteriormente, podemos ver los esfuerzos que se realizan sobre los aisladores de soporte:

4.- Esfuerzos sobre los aisladores de soporte	Símbolo (unidad)	Valor
Fuerza del viento sobre el embarrado	Fv (N/m)	94,50
Fuerza de cortocircuito del embarrado	Fm,d (N/m)	332,82
Suma de los esfuerzos del embarrado (viento + cortocircuito)	Ft (N)	1.068,31
Esfuerzo que ejerce el embarrado sobre el aislador	Ft' (N)	1.250,77
Fuerza del viento sobre el aislador	Fva (N)	53,88
Fuerza total sobre el aislador	FT(N)	1.304,64
Coefficiente de seguridad del aislador según su carga de rotura a flexión	Cflexión/FT	3,07
	¿Es Cseg>1,5?	Es válido

Tabla 11. Esfuerzos que se realizan sobre los aisladores de apoyo 30 kV

Por último, observamos el resto de los valores y comprobaciones.

5.- Flecha en el embarrado	Símbolo (unidad)	Valor
Flecha resultante	f (cm)	0,07
6.- Elongación del embarrado	Símbolo (unidad)	Valor
Elongación resultante	Al (mm)	4,23
7.- Esfuerzo térmico de cortocircuito	Símbolo (unidad)	Valor
Intensidad térmica en cortocircuito	lth (kA)	29,35
Capacidad térmica del embarrado	lth,adm (kA)	209,35
Comprobación	lth < lth,adm	Es válido
8.- Efecto corona	Símbolo (unidad)	Valor
Tensión crítica disruptiva	Uc (kV)	204,17
Tensión más elevada de la Red	Um	36,00
Comprobación	Uc > Um	Es válido
9.- Intensidad nominal en régimen permanente	Símbolo (unidad)	Valor
Intensidad nominal en embarrado	In (A)	0,48
Intensidad nominal máxima	In,máx (A)	2.520,00
Comprobación	In < In,máx	Es válido

Tabla 12. Resultados importantes sobre nuestro embarrado 30 kV

Como se puede ver, el embarrado rígido de 30 kV definido en el subapartado 2.3.3 cumple con los requisitos técnicos establecidos.

2.4 Cálculo de conductores desnudos flexibles

2.4.1 Datos de partida

Para poder realizar el dimensionamiento de manera correcta, lo primero que haremos será definir los siguientes parámetros:

- Datos eléctricos: tensión nominal, potencia nominal, corriente o potencia de cortocircuito, tiempo de duración del defecto.
- Características constructivas del conductor (material y propiedades físicas).
- Condiciones climatológicas de la instalación.
- Configuración: distancias entre fases, número de conductores por fase, etc.

2.4.2 Criterios de cálculo

Los criterios de cálculo establecidos para desarrollar la justificación técnica de los conductores desnudos flexibles de 66 kV diseñados para la ampliación de la subestación son los siguientes:

- Intensidad máxima admisible en régimen permanente.
- Intensidad máxima admisible en régimen de cortocircuito.
- Pérdidas por efecto corona.

Para los cálculos, se considerará la barra correspondiente a la fase central, por ser esta la más afectada desde el punto de vista de esfuerzos de cortocircuito.

2.4.2.1 Intensidad máxima admisible en régimen permanente

Para justificar el dimensionamiento del embarrado simple por el criterio de intensidad máxima admisible, el primer paso es conocer la intensidad nominal de la instalación, que se calcula de forma análoga al caso de los conductores aislados de media tensión.

El siguiente paso es determinar la intensidad máxima admisible del conductor, que se calcula en función de las temperaturas máximas fijadas por la ITC-LAT 07, aplicando la ecuación del balance térmico en régimen estacionario:

$$I = \sqrt{\frac{8550 \cdot (T_2 - T_1) \cdot (v \cdot d \cdot 10^{-3})^{0,448} + \epsilon \cdot \sigma \cdot \pi \cdot d \cdot (T_2^4 - T_1^4) - \alpha \cdot Si \cdot d}{R \cdot [1 - \kappa \cdot (T_2 - 20)]}}$$

Dónde:

- I : intensidad máxima admisible del conductor (A).
- T_1 : temperatura ambiente (°C).
- T_2 : Temperatura del conductor (°C).
- v : velocidad del viento (m/s).
- d : diámetro del conductor (mm).
- ϵ : coeficiente de emisividad de radiación sobre un cuerpo negro.
- σ : Constante de Stefan Boltzmann.
- α : coeficiente de absorción solar.
- Si : radiación solar incidente media (W/m²).
- R : resistencia eléctrica del conductor a 20 °C (Ω/km).
- κ : coeficiente de variación de resistencia eléctrica ($\frac{1}{\text{°C}}$).

Podríamos utilizar otro procedimiento para determinar si la sección del conductor será adecuada, consistiendo en comprobar la densidad de corriente máxima permitida por la ITC-LAT-07, en función del tipo de material conductor. En este caso, tendríamos en cuenta la intensidad máxima admisible garantizada por el fabricante del conductor, de forma que este valor sea superior a la intensidad nominal de la instalación.

2.4.2.2 Intensidad máxima admisible de cortocircuito

De manera análoga, la intensidad de cortocircuito generará un calentamiento que el conductor flexible debe ser capaz de evacuar y soportar. El proceso de cálculo es idéntico al utilizado para los embarrados rígidos, desarrollados previamente.

2.4.2.3 Efecto corona

Igualmente, el cálculo de la tensión crítica disruptiva del aire para determinar la presencia del efecto corona se lleva a cabo de forma idéntica que para embarrados rígidos. Por tanto, se seguirá el procedimiento definido en el apartado 2.3.2.7.

2.4.3 Características de los conductores

Las principales características técnicas del conductor flexible empleado en la interconexión de la aparamenta y equipos de 66 kV en el parque intemperie y para la línea de evacuación serán:

Designación	LA 380 GULL
Material	Aluminio
Diámetro (mm)	27,72
Sección: (mm ²)	402,3
Formación	simplex
Intensidad máxima admisible en régimen permanente (A)	712
Temperatura admisible del conductor en funcionamiento normal (°C)	80
Temperatura admisible del conductor durante cortocircuito	200

Tabla 13. Características técnicas de los conductores de interconexión A.T.

2.4.4 Configuración del conductor

Por último, las condiciones de instalación del conductor serán:

- Distancia entre fases considerada: 3m
- Número de conductores por fases: 1 (simplex) para posiciones de transformador y 2 (dúplex) para posiciones de evacuación.

2.4.5 Resultados

A continuación, se presentan los resultados del cálculo electromecánico del conductor desnudo flexible definido en el apartado 2.4.3 teniendo en cuenta las condiciones de instalación del presente proyecto para las dos posiciones de transformador y para la posición de evacuación de línea.

Resultados para la posición de transformador

2 - Resultados de los cálculos	Símbolo (Unidad)	Valor
1.1 Criterio efecto corona		
Tensión más elevada de la red	Um (kV)	72,5
Tensión crítica disruptiva	Uc (kV)	191,4
1.2 Criterio intensidad máxima admisible en régimen permanente		
Intensidad nominal de la instalación	In (A)	218,69
Sobrecarga 200% durante 2 horas	I 200% (A)	437,39
Sobrecarga 300% durante 5 minutos	I 300% (A)	656,08
Intensidad máxima admisible en régimen permanente del conductor según RLAT	I adm (A)	762,00
Intensidad máxima admisible en régimen permanente del conductor según fabricante, considerando fases múltiples	I adm (A)	712,00
1.3 Criterio intensidad máxima admisible de cortocircuito		
Densidad de corriente térmica equivalente por cortocircuito	δ_{th}	30,2
Densidad de corriente térmica equivalente de cortocircuito admisible	$\delta_{cc adm}$	118,3
3 - Validación del cable		
3.1 Efecto corona	Um (kV) < Uc (kV)	Cable válido
3.2 Intensidad máxima admisible en régimen permanente	In (A) < I adm (A)	Cable válido
3.3 Intensidad máxima admisible por sobrecarga 200% durante 2 horas	I 200% (A) < I adm (A)	Cable válido
3.4 Intensidad máxima admisible por sobrecarga 300% durante 5 minutos	I 300% (A) < I adm (A)	Cable válido
3.5 Intensidad máxima admisible de cortocircuito	$\delta_{th} < \delta_{cc adm}$	Cable válido

Tabla 14. Resultados cable flexible en la posición de transformador para el lado A.T.

Resultados para la posición de evacuación

2 - Resultados de los cálculos		Símbolo (Unidad)	Valor
1.1 Criterio efecto corona			
Tensión más elevada de la red		Um (kV)	72,5
Tensión crítica disruptiva		Uc (kV)	278,3
1.2 Criterio intensidad máxima admisible en régimen permanente			
Intensidad nominal de la instalación		In (A)	437,39
Sobrecarga 200% durante 2 horas		I 200% (A)	874,77
Sobrecarga 300% durante 5 minutos		I 300% (A)	1.312,16
Intensidad máxima admisible en régimen permanente del conductor según RLAT		I adm (A)	1.448,28
Intensidad máxima admisible en régimen permanente del conductor según fabricante, considerando fases múltiples		I adm (A)	1.598,00
1.3 Criterio intensidad máxima admisible de cortocircuito			
Densidad de corriente térmica equivalente por cortocircuito		δ_{th}	14,3
Densidad de corriente térmica equivalente de cortocircuito admisible		$\delta_{cc adm}$	118,3
3 - Validación del cable			
3.1 Efecto corona		Um (kV) < Uc (kV)	Cable válido
3.2 Intensidad máxima admisible en régimen permanente		In (A) < I adm (A)	Cable válido
3.3 Intensidad máxima admisible por sobrecarga 200% durante 2 horas		I 200% (A) < I adm (A)	Cable válido
3.4 Intensidad máxima admisible por sobrecarga 300% durante 5 minutos		I 300% (A) < I adm (A)	Cable válido
3.5 Intensidad máxima admisible de cortocircuito		$\delta_{th} < \delta_{cc adm}$	Cable válido

Tabla 15. Resultados cable flexible en la posición de evacuación

2.5 Conclusiones de los resultados obtenidos

Como podemos comprobar, tanto los embarrados como los conductores desnudos flexibles cumplen nuestros requisitos de diseño para las dos posiciones de transformador y para la posición de evacuación.

3. Cálculo de cables aislados de media tensión

3.1 Objetivo y alcance

En este apartado definiremos la metodología empleada para realizar el cálculo eléctrico del cableado aislado de media tensión (30 kV) que necesitamos para conectar las celdas con el embarrado de 30 kV.

El cableado objeto del presente proyecto está formado por las siguientes líneas:

- Conexión de las celdas de líneas de MT con los transformadores 66/30 kV situados a intemperie.
- Conexión de la celda de protección del Transformador de Servicios Auxiliares al mismo.

El objetivo es definir las características constructivas y las secciones normalizadas de los conductores que garanticen la seguridad y la fiabilidad en su operación, así como el cumplimiento de las especificaciones técnicas requeridas por la normativa vigente.

3.2 Normativa aplicable

Los cálculos se realizarán en conformidad con las normas indicadas a continuación:

- 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.
- 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.
- UNE-EN 211435: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.

3.3 Datos de partida

Los parámetros que utilizaremos para desarrollar el cálculo eléctrico de los conductores aislados de MT serán:

- Intensidad nominal transportada por la línea.
- Longitud de la línea
- Tensión nominal de la red.
- Intensidad de cortocircuito.
- Tiempo de duración del cortocircuito.
- Categoría de la red.
- Factor de potencia.
- Tipo y nivel de aislamiento.
- Tipo de instalación.
- Temperatura ambiente.
- Intensidad máxima admisible para cada conductor.
- Caída de tensión máxima admisible en la instalación.
- Resistividad y reactancia del material conductor.

3.4 Criterios de cálculo

El RLAT establece, de forma general, dos criterios para dimensionar los conductores adecuados que formarán la instalación MT: criterio de intensidad máxima admisible en régimen permanente y criterio de intensidad máxima de cortocircuito admisible.

Aunque la caída de tensión en la línea de MT no resulta significativa, debido a las reducidas pérdidas por efecto Joule que aparecen al tener niveles de tensión nominal elevados, conviene asegurar que esta caída de tensión sea inferior a un determinado valor máximo.

Estos tres criterios darán como resultado una sección adecuada para los conductores, siendo elegida la mayor de entre los criterios aplicables, es decir, la situación más desfavorable.

3.4.1 Cálculo por criterio de intensidad máxima admisible

La corriente transportada por un conductor durante periodos prolongados en funcionamiento normal (régimen permanente) debe ser tal que no se supere el límite de temperatura del aislamiento.

Para el caso de conductores subterráneos, como el de la instalación eléctrica de MT del presente proyecto, el RLAT establece, en su ITC-LAT 06, los valores máximos de intensidad nominal en función del material aislante y del material conductor que el cable puede admitir. Asimismo, la ITC-LAT 06 define un conjunto de factores de corrección que modifican los valores máximos de intensidad, y que están relacionados con una serie de parámetros que influyen en la disipación del calor generado por efecto Joule y, por ende, en la temperatura que el cable puede alcanzar. Estos parámetros son, entre otros: resistividad del suelo, temperatura ambiente, profundidad de la instalación, tipo de canalización enterrada, tipo de agrupamiento y número de circuitos adyacentes, etc.

Por tanto, conociendo la intensidad nominal que circulará por la instalación, según la expresión 3.1, se debe seleccionar una sección normalizada cuya intensidad máxima admisible, definida en el reglamento en función de los parámetros descritos en el párrafo anterior, sea superior a la intensidad nominal que circulará por el cable. Además, se tendrá en cuenta la intensidad máxima admisible que garantiza el fabricante del cableado utilizado, comprobándose que dicho valor es

también superior a la intensidad nominal de la línea corregida según los factores definidos en el apartado anterior.

La intensidad nominal de la línea se calculará según la siguiente expresión:

$$I_k = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \phi}$$

Donde:

- I_k : intensidad nominal (A).
- P : potencia activa en la línea (W).
- U_n : tensión de línea (V).
- $\cos \phi$: factor de potencia.

Siguiendo este procedimiento, garantizamos que el conductor cumple los requisitos establecidos por este criterio de intensidad máxima admisible.

3.4.2 Cálculo por criterio de intensidad de cortocircuito máxima admisible

En un cable, un cortocircuito es una corriente de muy elevada intensidad, pero de muy corta duración, seguida de una desconexión permanente. En este supuesto, los períodos de carga son tan breves que se puede suponer que el calentamiento es adiabático, es decir, que todo el calor generado, no se disipa, se queda en el conductor y se emplea en calentar el cable. Por tanto, de igual forma, la intensidad de cortocircuito máxima admisible que puede tener lugar en las líneas se determina también en función de la temperatura máxima permitida por el conductor. En otras palabras, la sección del conductor debe ser elegida de forma que el aumento de corriente debido al cortocircuito no provoque un incremento de temperatura del cable por encima del límite establecido por el tipo de material aislante.

La siguiente expresión se utiliza, de acuerdo con la ITC-LAT 06, para calcular dicha sección, en función de la intensidad de cortocircuito y del tiempo de duración será:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Dónde:

- I_{cc} : corriente de cortocircuito (A).
- S : sección del conductor (mm²).
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito, y que viene recogido en la ITC-LAT 06.
- t_{cc} : duración del cortocircuito (s).

La intensidad de cortocircuito se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

Dónde:

- I_{cc} : corriente de cortocircuito (A).
- S_{cc} : Potencia de cortocircuito (VA).
- U_n : Tensión nominal de la red (V).

Por tanto, elegiremos una sección normalizada superior al valor obtenido. De esta manera, garantizaremos que el conductor cumple con los requisitos establecidos por el criterio de cortocircuito.

3.4.3 Cálculo por criterio de caída de tensión máxima admisible

En cuanto a la caída de tensión, la sección de los conductores se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen y el final del cable será, como máximo, un valor determinado (en este proyecto, se establece un 0,5%). Esta caída de tensión dependerá, entre otros, de la sección del cable, la configuración de la línea, el tipo de material y la potencia transportada, y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\Delta_u = \sqrt{3} \cdot \left(\frac{\rho \cdot L}{S} \cdot \cos \phi + \frac{\lambda \cdot L}{S} \sin \phi \right)$$

Donde:

- Δ_u : caída de tensión (V).
- ρ : resistividad por unidad de longitud de los conductores ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).
- L : longitud del cable (m).
- S : sección del cable (mm^2).
- ϕ : ángulo de fase.
- λ : reactancia por unidad de sección y de longitud de los conductores ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).

Por lo tanto, definiendo un valor de caída máxima de caída de tensión admisible, se puede obtener la sección mínima del conductor. La sección normalizada será la inmediatamente superior al valor obtenido y, de esta forma, se garantiza que el cable cumplirá los requisitos establecidos por el criterio de caída de tensión.

Una vez tenemos las secciones de los métodos, elegimos la de mayor sección, para así quedar siempre del lado de la seguridad.

3.5 Características de los conductores

Los cables aislados de MT estarán formados por conductores de aluminio aislados con polietileno reticulado (XLPE), con una tensión asignada de 18/30 kV. Los cables que conectan con los embarrados y con las celdas correspondientes se tenderán a lo largo del parque de intemperie de la subestación, instalados en una canalización prefabricada de hormigón. El cable que conecta la celda de SSAA con el transformador de SSAA discurrirá por el foso dentro del edificio de control.

3.6 Protecciones

Los conductores aislados de MT se protegerán en las celdas correspondientes situadas en el interior del edificio de control mediante un interruptor automático y/o relés.

Estos interruptores automáticos/relés tendrán las siguientes características principales:

- | | |
|--|--------|
| • Tensión nominal | 36 kV |
| • Intensidad nominal en servicio continuo: | |
| ○ Celdas de línea – transformador de SSAA (TSA 1) | 400 A |
| ○ Celdas de línea – transformador de SSAA (TSA 2) | 400 A |
| ○ Celdas de línea – transformador de potencia (T1) | 1250 A |

- Celdas de línea – transformador de potencia (T2) 1250 A
- Corriente asignada de corte en cortocircuito: 25 kA

3.7 Resultados

Los resultados obtenidos para los cables aislados de MT objeto del presente proyecto son los siguientes:

- Línea Celdas MT – Transformador T1: 2 ternas de cables unipolares aislado RHZ1-S 18/30 kV 2x[3(1x500)] mm² AL H16 OL.
- Línea Celdas MT – Transformador T2: 2 ternas de cables unipolares aislado RHZ1-S 18/30 kV 2x[3(1x500)] mm² AL H16 OL.
- Línea Celdas SSAA – Transformador TSA 1: 1 terna de cable unipolar aislado RHZ1-OL 18/30 kV 3(1x300) mm² Al H16.
- Línea Celdas SSAA – Transformador TSA 2: 1 terna de cable unipolar aislado RHZ1-OL 18/30 kV 3(1x300) mm² Al H16.

Los cálculos realizados se pueden ver:

Origen	Destino	Tensión nominal de la red(kV)	Categoría de la red(A, B, C)	Tensión asignada del cable U0/U (kV)	Longitud (m)	Coefficiente de simultaneidad	Factor de arranque	Rendimiento mecánico %	Potencia cálculo (kW)	ΔV máximo (%)	Caída de tensión prevista(kV)	Potencia de cortocircuito Scc (MVA)	Tiempo de duración del cortocircuito tcc (s)
Celdas MT	T-1	30	A	18/30	45	1,00	1,00	100	25.000	0,5%	0,15	1.299	1,0
Celdas MT	T-2	30	A	18/30	55	1,00	1,00	100	25.000	0,5%	0,15	1.299	1,0
Celdas MT	TFSA 1	30	A	18/30	15	1,00	1,00	100	250	0,5%	0,15	1.299	1,0
Celdas MT	TFSA 2	30	A	18/30	15	1,00	1,00	100	250	0,5%	0,15	1.299	1,0

Tabla 16. Cálculos para los cables aislados de M.T.

Origen	Destino	Intensidad de cálculo (A)	Temperatura ambiente (°C)	Número de circuitos simultaneos	Factor de corrección por temperatura del aire	Factor de corrección por resistividad del terreno (aluminio)	Factor de corrección por agrupamiento en instalaciones al aire (aluminio)	Factor de corrección por cables expuestos directamente al sol
Celdas MT	T-1	481,13	40	4	1,00	1,00	0,75	1,00
Celdas MT	T-2	481,13	40	4	1,00	1,00	0,75	1,00
Celdas MT	TFSA 1	4,81	40	2	1,00	1,00	0,75	1,00
Celdas MT	TFSA 2	4,81	40	2	1,00	1,00	0,75	1,00

Tabla 17. Factores de corrección para los cálculos de M.T.

Origen	Destino	Intensidad máxima admisible (en A) - Aluminio -	Sección mínima del conductor por cortocircuito(mm ²) - Aluminio -	Sección mínima del conductor por caída de tensión (mm ²) - Aluminio -	Conductor calculado(mm ²) - Aluminio -	Caída de Tensión Real (en V) - Aluminio -	ΔV (en %) - Aluminio -	Criterio de cortocircuito - Aluminio -
Celdas MT	T-1	1346	265,96	15,06	2x[3(1x500)]	2,26	0,00753%	CABLE VÁLIDO
Celdas MT	T-2	1346	265,96	15,06	2x[3(1x500)]	2,26	0,00753%	CABLE VÁLIDO
Celdas MT	TFSA 1	145	265,96	0,03	3(1x300)	0,01	0,00004%	CABLE VÁLIDO
Celdas MT	TFSA 2	145	265,96	0,03	3(1x300)	0,01	0,00004%	CABLE VÁLIDO

Tabla 18. Comprobación de la validez de los cálculos de M.T.

4. Cálculo de Tierras aéreas

4.1 Objeto

El presente apartado del documento tiene como objetivo realizar el cálculo del sistema de tierras aéreas para el parque eléctrico de 66 kV, de la subestación Colectora TFG Energy 66/30 kV.

4.2 Normativa

Los cálculos que se realizan a continuación cumplen con la normativa vigente en España referente a este tipo de instalaciones, y está basado en las siguientes normas:

- UNE-EN 62305-1: Protección contra el rayo. Parte 1: Principios generales.
- UNE-EN 62305-1: Protección contra el rayo. Parte 2: Evaluación del riesgo.
- UNE-EN 62305-1: Protección contra el rayo. Parte 3: Daño físico a estructuras y riesgo humano.
- Código Técnico de Edificación CTE-DB SU 8: Seguridad frente al riesgo causado por la acción del rayo.

Si al aplicar las normas anteriores se obtuviesen valores que discrepases de los que pudieran obtenerse con otras normas o métodos de cálculo, se considerará siempre el resultado más desfavorable, con objeto de estar siempre del lado de la seguridad.

4.3 Evaluación de riesgo

Sería necesaria la instalación de un sistema de protección contra el rayo cuando la frecuencia esperada de impactos (N_e) sea mayor que el riesgo admisible (N_A).

La frecuencia esperada de impactos (N_e), puede determinarse mediante la siguiente expresión:

$$N_e = N_g \cdot A_e \cdot C_1 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{N^{\circ} \text{ de impactos}}{\text{año}} \right)$$

Donde:

N_g : Densidad de impactos sobre el terreno (n° de impactos/año, km^2). Este valor viene tabulado.

Viendo el mapa se puede observar:

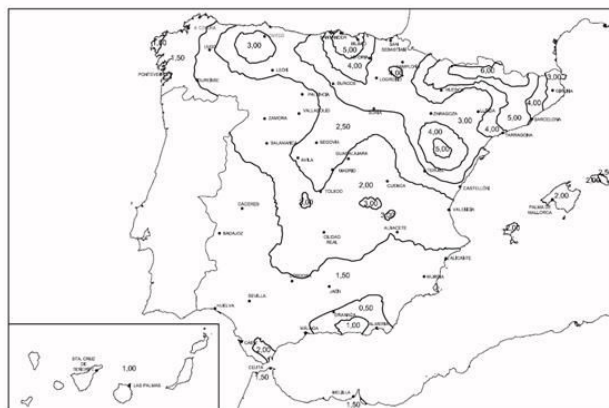


Tabla 19. Mapa de la probabilidad de recibir un impacto anualmente por cada km^2

En el mapa se puede observar que la zona se encuentra en un $N_g=1.5$.

A_e : Superficie de captura equivalente en m^2 , que es la delimitada por una línea trazada a una distancia $3H$ de cada uno de los puntos del perímetro de la instalación, siendo H la altura mayor considerada.

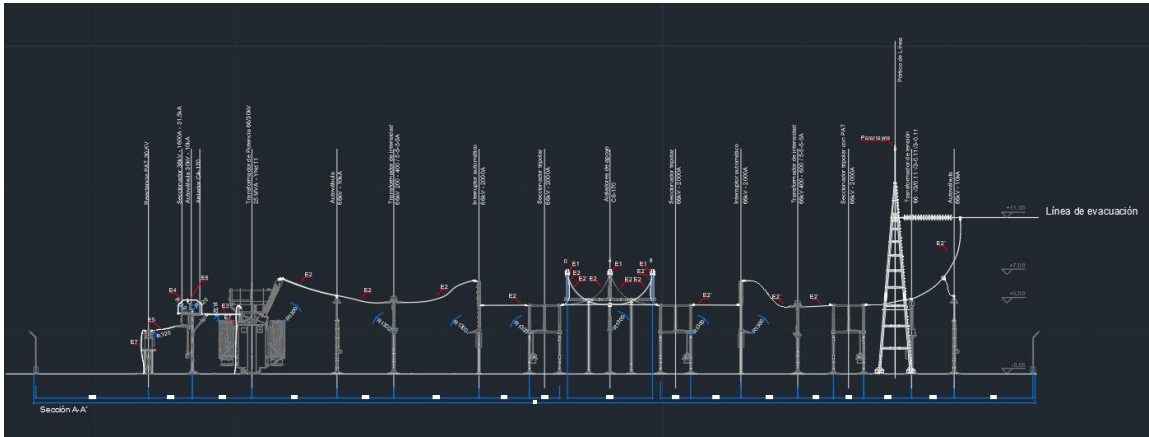


Tabla 20. Sección principal de nuestra subestación

La longitud $L=50,57$ m y la altura $H= 11$ m. El tamaño $W =59.39$

Según la UNE-EN 62305-2, la fórmula para obtener la superficie de captura equivalente A_e sería

$$A_e = L \cdot W + 6 \cdot H \cdot (L + W) + 9 \cdot \pi \cdot H^2$$

$$A_e = 50,57 \cdot 59,39 + 6 \cdot 11 \cdot (50,57 + 59,39) + 9 \cdot \pi \cdot 10,82^2$$

$$A_e = 13.681,91 \text{ m}^2$$

En cuanto al último valor de la ecuación, la constante C_1 , se trata de un coeficiente relacionado con el entorno. Según la tabla:

Situación del edificio	C_1
Próximo a otros edificios o árboles de la misma altura o más altos	0.5
Rodeado de edificios más bajos	0.75
Aislado	1
Aislado sobre una colina o promontorio	2

Tabla 21. Valores del coeficiente relacionado con el entorno C_1

Podemos decir que $C_1=1$.

Por lo tanto,

$$N_e = N_g \cdot A_e \cdot C_1 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{N^{\circ} \text{ de impactos}}{\text{año}} \right)$$

$$N_e = 1,5 \cdot 13.681,91 \text{ m}^2 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \left(\frac{N^{\circ} \text{ de impactos}}{\text{año}} \right)$$

$$N_e = 0,0205 \left(\frac{N^{\circ} \text{ de impactos}}{\text{año}} \right)$$

Una vez tenemos el valor de la frecuencia esperada de impactos, calcularemos la frecuencia admisible (N_a). Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$N_a = \frac{5,5}{C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5} \cdot 10^{-3}$$

Siendo C_2 , C_3 , C_4 y C_5 unos coeficientes que dependen del tipo de construcción, contenido, uso de esta y necesidad de la continuidad de las actividades que se desarrollen en ella, respectivamente. Siguiendo las siguientes tablas:

Coeficiente C_2			
	Cubierta metálica	Cubierta de hormigón	Cubierta de madera
Estructura metálica	0,5	1	2
Estructura de hormigón	1	1	2,5
Estructura de madera	2	2,5	3

Coeficiente C_3	
Edificio con contenido inflamable	3
Otros contenidos	1

Coeficiente C_4	
Edificios no ocupados normalmente	0,5
Usos Pública Concurrencia, Sanitario, Comercial, Docente	3
Resto de edificios	1

Coeficiente C_5	
Edificios cuyo deterioro pueda interrumpir un servicio imprescindible (hospitales, bomberos, ...) o pueda ocasionar un impacto ambiental grave	5
Resto de edificios	1

Tabla 22. Coeficientes tabulados para el cálculo del nivel de protección

Podemos decir que

C_2	C_3	C_4	C_5
0,5	1	0,5	5

Tabla 23. Coeficientes que utilizaremos para el cálculo del nivel de protección

Por lo tanto:

$$N_a = \frac{5,5}{C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5} \cdot 10^{-3}$$

$$N_a = \frac{5,5}{0,5 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 5} \cdot 10^{-3}$$

$$N_a = 4,4 \cdot 10^{-3}$$

Para saber si es o no necesario la instalación de un sistema de protección contra el rayo, calcularemos la eficiencia, E , definida como:

$$E = 1 - \frac{N_a}{N_e} = 1 - \frac{4,4 \cdot 10^{-3}}{0,02056} = 0,786$$

Tal y como aparece en la siguiente tabla, en la cual se muestra el nivel de protección correspondiente a la eficiencia requerida, podemos decir que:

Eficiencia requerida	Nivel de protección
$E > 0,98$	1
$0,95 < E < 0,98$	2
$0,80 < E < 0,95$	3
$0 < E < 0,80$	4

Tabla 24. Nivel de protección en función de la eficiencia obtenida

El nivel de protección requerido es 4, que deberá ser la clase del sistema de protección contra el rayo elegido (SPCR).

4.4 Método de la esfera rodante

Uno de los métodos que no vamos a utilizar es el método de la esfera rodante. Este método garantiza que el emplazamiento de los sistemas de captura es adecuado si ningún punto de los elementos a proteger está en contacto con una esfera de radio "r", rodando alrededor y en la parte superior de la estructura en todas las direcciones posibles. De esta manera, la esfera solo tocaría los sistemas de captura.

Para poder determinar el radio de la esfera mencionada se utilizará, según la norma UNE-EN 62305, la siguiente tabla:

Clase SPCR	radio esfera rodante r (m)
I	20
II	30
III	45
IV	60

Tabla 25. Radio de la esfera en función del nivel de protección SPCR

En nuestro caso, vamos a proteger mediante la instalación de un pararrayos activo, caracterizado por:

- Certificado de radio de protección y cumplimiento de la norma UNE-21186 y NFC17-102.
 - Certificado de radio de protección para cada modelo y nivel, calculado según normas UNE 21186 y NFC17-102.

5. Cálculo y diseño del sistema de puesta a tierras inferior

5.1 Objeto

El objeto del presente apartado consiste en describir y justificar, desde un punto de vista técnico, el cálculo del sistema de puesta a tierra inferior que se utilizará en el parque exterior de alta tensión de 66 kV de la subestación de acuerdo con la normativa vigente.

5.2 Alcance

El alcance del presente apartado es la definición completa de los conductores y de los electrodos que constituyen la red de puesta a tierra del parque de alta tensión de la subestación Colectora TFG Energy 66/30 kV.

5.3 Documentación de referencia

- RD 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba 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.
- IEEE Guide for Safety in AC substation Grounding (ANSI/IEEE Standard 80-2000).
- Normas UNE de obligado cumplimiento.

5.4 Abreviaturas y acrónimos

- IEEE: Instituto of Electrical and Electronics Engineers.
- ITC: Instrucción Técnica Complementaria.
- RAT: Reglamento de Instalaciones de Alta Tensión.
- RD: Real Decreto.
- UNE: Una Norma Española.
- REE: Red Eléctrica Española.
- PTA: Proyecto Técnico Administrativo.

5.5 Características técnicas del sistema de puesta a tierra.

5.5.1 Introducción

La red de tierras que se describe en el presente apartado consta, por un lado, de una malla de conductores enterrados que se extiende a lo largo de toda la superficie ocupada por la subestación y, por otro, de una serie de picas o electrodos de protección. Este sistema proporcionará una tierra común para todas las estructuras metálicas y prevendrá la elevación por encima de los límites admisibles del gradiente de potencial superficial en caso de una falta a tierra, es decir, un cortocircuito entre catenarias y tierra, entre feeder y tierra o entre cualquier elemento activo de la instalación y tierra.

Su objetivo es, por tanto, garantizar que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la instalación, donde las personas y animales pueden circular o permanecer, éstas queden sometidas a las tensiones de paso y contacto máximas admisibles (como máximo) durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella.

En este apartado se exponen las principales características técnicas de la instalación y de los materiales seleccionados para la construcción de la puesta a tierra inferior en cuestión.

5.5.2 Situación

El sistema de puesta a tierra inferior se localizará, como ya se ha mencionado anteriormente, en el parque de alta tensión de 66 kV de la subestación Colectora TFG Energy 66/30 kV.

En la figura 1, se puede ver la ubicación de dicho parque dentro de la instalación:

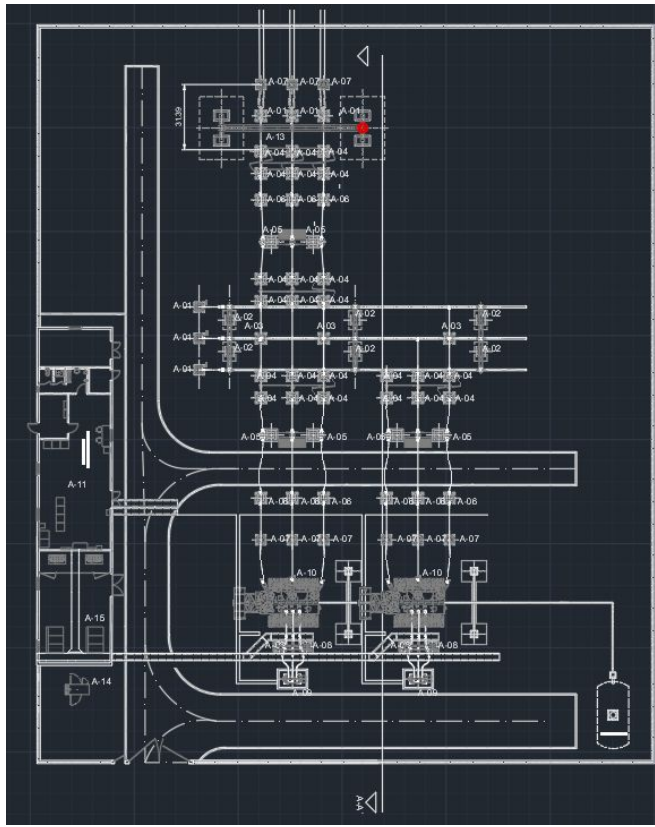


Figura 1. Parque de A.T. de nuestra subestación eléctrica

5.5.3 Datos de la instalación

A continuación, se enumeran los datos requeridos de la instalación para la comprobación del sistema de puesta a tierra inferior:

Los siguientes datos de partida de la instalación:

Datos de partida	Símbolo	Valor	Unidad
Tensión nominal de la red	U_N	66	kV
Corriente de defecto a tierra	I_D	8	kA
Coefficiente de reducción	K_e	0,8	
Corriente de puesta a tierra	I_e	6,40	kA
Tiempo de despeje de la falta	t	0,5	S
Resistividad media del terreno	ρ	169,28	$\Omega \cdot m$
Espesor de la capa extra superficial (grava, hormigón, etc)	h_s	0,15	M
Resistividad superficial del terreno	ρ_s	3000	$\Omega \cdot m$
Temperatura ambiente	T_a	40,00	$^{\circ}C$

Tabla 26. Datos de partida de nuestra instalación

Donde en la tabla 26 debemos tener en cuenta que:

- La intensidad de cortocircuito viene fijada por las especificaciones básicas del proyecto, teniendo en cuenta los posibles tipos de defecto a tierra.
- Este factor de reducción depende de distintos parámetros, como el tipo de conexión a tierra del neutro del transformador, la impedancia de tierra, etc. El coeficiente de

reducción es un valor que viene tanto en el apartado 5 de la ITC-RAT 13 y el apartado 15.9 del IEEE 80-2000.

Para calcular la resistividad media del terreno, puesto que no podemos hacer la cata del terreno, lo haremos mediante un análisis de los terrenos adyacentes:

Profundidad (m)	Mínimo ($\Omega \cdot m$)	Máximo ($\Omega \cdot m$)	Promedio ($\Omega \cdot m$)	Mediana ($\Omega \cdot m$)
1	71,3	560	221,8	179,5
2	79,97	238	154,2	175,8
3	95,2	170,33	131,84	137
5	77,5	140,67	97,05	87
7	37,33	91,17	73,51	82,9
10	14,33	80,73	60,62	69

Tabla 27. Resistividad media del terreno colindante

Realizaremos medias a 3 y 5 metros, así como obtendremos el valor medio total

- Promedio a 3 metros: 169,28 $\Omega \cdot m$
- Promedio a 5 metros: 151,22 $\Omega \cdot m$
- Promedio total: 132,44 $\Omega \cdot m$

5.5.4 Características geométricas de la malla

La malla se caracteriza por los siguientes parámetros geométricos:

- Profundidad de enterramiento: 0,6 m.
- Dimensiones (según la superficie ocupada por la instalación): 50,57 y 59,39 metros.
- Número de picas: Al menos en los extremos de cada tramo de la malla.
- Longitud de las picas: 2 metros.

5.5.5 Características de los conductores de la malla calculada

El material elegido para la malla de tierra inferior de la subestación es un conductor de cobre desnudo, cuyas características técnicas serán las siguientes:

Temperatura máxima admisible	1.083 °C
Temperatura final del conductor debido al cortocircuito	300°C
Factor de capacidad térmica (TCAP)	3,42 J/(cm ³ ·°C)
Coeficiente de resistividad térmica a 20 °C	0,0039
Resistividad del conductor a 20°C	1,72 $\mu\Omega/cm^2$
Constante K_0 del cable	234

Tabla 28. Características del material utilizado para la malla de tierra

Los conductores empleados tienen, además, una resistencia mecánica adecuada y ofrecen una elevada resistencia a la corrosión. Su sección es tal que la máxima corriente que circularía por ellos en caso de defecto o de descarga atmosférica no llevaría a estos conductores a una temperatura cerca a la de fusión, ni pondría en peligro sus empalmes y conexiones, como se justifica en el subapartado 5.5.7.

5.5.6 Criterios de Cálculo

Existen varios criterios a seguir para realizar el cálculo del sistema de puesta a tierra. A continuación, se enumeran los que se han tenido en cuenta en el presente documento:

- Sección mínima necesaria para evacuar la corriente de cortocircuito de diseño, para evitar sobrecalentamientos excesivos que pongan en peligro la integridad de la instalación de puesta a tierra.
- Tensiones admisibles, contemplando las tensiones de paso y contacto máximas admisibles acorde a dos criterios diferentes:
 - Criterio del Reglamento de instalaciones de Alta Tensión (RAT)
 - Criterio del estándar IEEE 80-2000.

El procedimiento a seguir para el cálculo y la verificación de la red de tierras según los criterios mencionados es el siguiente:

1. Cálculo de la sección del conductor: Determinaremos la sección mínima del conductor para evitar daños en el mismo por el paso de la intensidad de defecto, mediante recomendación del IEEE Std. 80/2000 y el RAT. Posteriormente, realizaremos una comparativa entre ambas normativas.
2. Cálculo de las tensiones de paso y contacto admisibles: Determinaremos las siguientes tensiones de paso y contacto máximas permitidas ante un defecto a tierra, según la instrucción ITC-RAT y la recomendación del IEEE Std. 80/2000.
3. Resistencia de la malla: Determinaremos la resistencia de la malla de tierra según la recomendación del IEEE Std. 80/2000.
4. Cálculo de tensiones de paso y contacto resultantes: Determinaremos las tensiones de paso y contacto resultantes ante un defecto a tierra, según la recomendación del IEEE Std 80/2000. Después realizaremos una comparación de los valores máximos admisibles mediante el estándar IEEE Std 80/2000 y la instrucción ITC-RAT 13.
5. Longitud mínima de malla: Determinaremos la longitud mínima de cable enterrado necesario para mantener las tensiones de paso y contacto por debajo de las máximas admisibles, según la recomendación del IEEE Std. 80/2000. Realizaremos, por último, una comparativa con la longitud total de la malla definida.

5.5.7 Resultados

En este apartado se presentan los resultados obtenidos para la malla de tierra inferior teniendo en cuenta todos los criterios de cálculo definidos en el apartado anterior.

En cuanto a los datos de partida de la malla tenemos:

Datos de partida	Símbolo	Valor	Unidad
Profundidad de enterramiento	h	0,60	m
Longitud de la malla en la dirección 1	L ₁	50,57	m
Longitud de la malla en la dirección 2	L ₂	59,59	m
Separación de los conductores en la dirección 1	D ₁	4	m
Separación de los conductores en la dirección 2	D ₂	4	m
Superficie	S	169,28	Ω·m
Perímetro de la malla	P	2.958,19	m ²
Número de conductores en la dirección 1	N ₁	217,6	
Número de conductores en la dirección 2	N ₂	14	
Número de picas	N _p	14	
Longitud de picas	L _p	2	m

Tabla 29. Datos de partida de la malla

Donde en la tabla 29 debemos tener en cuenta que:

- El electrodo está constituido por conductores desnudos que forman una malla, a la que se le pueden incluir picas en el perímetro de la malla.
- La superficie proyectada es inferior a la que aparece en la tabla, ya que nuestra superficie no es ni rectangular ni cuadrada, sino que tiene una superficie irregular.

En cuanto a las características del conductor que vamos a utilizar:

Datos de partida	Símbolo	Valor	Unidad
Material del cable		Cobre	
Densidad admisible del conductor	d	160	A/mm ²
Temperatura máxima admisible del conductor	T _m	1.083,00	°C
Temperatura final del conductor debido al cortocircuito	T _{máx}	200	°C
Coefficiente de reducción de la Sección	f _s	1,00	m ² /°C
Tiempo de duración del defecto	t	1,00	S
Factor de capacidad térmica del conductor	TCAP	3,42	J/(cm ³ ·°C)
Coefficiente de resistividad térmica a 20°C del conductor	α _r	0,00	1/°C
Resistividad del conductor a 20°C	P _r	1,72	μΩ/cm
Constante K ₀ del cable	K ₀	234,00	

Tabla 30. Características del conductor utilizado en nuestra malla

Donde los datos de la tabla xx:

- La densidad admisible del conductor es un valor que viene de la ITC-RAT 13.
- La temperatura máxima y final del material viene dado en el IEEE 80-2000 y la ITC-RAT 13.
- El factor de capacidad térmica, coeficiente de resistividad a 20°C del conductor, Resistividad del conductor a 20°C y la constante K₀ del cable son datos que vienen de la IEEE 80-2000, más concretamente de la hoja 3.

5.5.7.1 Sección mínima de los conductores

Siguiendo los cálculos, el primer paso es obtener la sección mínima de los conductores de puesta a tierra. Dicha sección será suficiente como para que la corriente máxima que circule por ellos en el caso de que se produzca un defecto no los lleve a una temperatura superior o cercana a la de fusión ni ponga en riesgo las conexiones que realicemos.

Como se comenta en todo el apartado, utilizaremos dos criterios para determinar la sección mínima: El estándar IEEE Std. 80/2000, guía para la seguridad en sistemas de puesta a tierra de subestaciones” y el establecido en el Reglamento de Alta tensión (RAT).

Criterio IEEE Std. 80/2000:

La sección mínima del conductor de tierra se calcula a partir de la aproximación de Sverak que, según el IEEE Std. 80/2000 sería:

$$A = I_d \cdot \sqrt{\frac{t \cdot \alpha_r \cdot \rho_r \cdot 10^4}{TCAP \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

Donde:

- A: sección mínima (mm²).
- I_d: intensidad de defecto a tierra (kA).
- t: tiempo de despeje de la falta (s).

- Ta: temperatura ambiente (°C).
- Tm: temperatura máxima permitida en el conductor (°C).

Todos los datos están en las tablas anteriores.

Criterio RAT:

Según la ITC-RAT 13 del R.A.T., a efectos de dimensionamiento de las secciones, la norma nos dice que no podrán superarse las siguientes densidades de corriente:

- Cobre: 160 A/mm².
- Aluminio: 100 A/mm².
- Acero: 60 A/mm².

Si conocemos la intensidad de defecto a tierra, podemos obtener, a partir de los valores de densidad de corriente, una sección mínima. Es por tanto que la sección mínima elegida será la normalizada inmediatamente superior al resultado obtenido. La ITC-RAT 13 nos impone unas secciones mínimas según el material del conductor tal que:

- Cobre: 25 mm².
- Aluminio: 35 mm².
- Acero: 50 mm².

Resultados:

Los valores obtenidos son:

Cálculo de la sección	Símbolo	Valor	Unidad
Sección mínima necesaria según el criterio IEEE 80/2013	Am	20,09	mm ²
Sección mínima necesaria según el criterio del RAT	Am	25	mm ²

Tabla 31. Valores obtenidos bajo el criterio de sección mínima

5.5.7.2 Tensión de paso y de contacto máximas admisibles:

- El sistema de puesta a tierra inferior garantizará que cualquier punto normalmente accesible a personas, en caso de falta, estas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto que se definen como seguras en las normas. Igual que en el subapartado anterior, calcularemos los valores máximos.

Criterio Std. 80/2000:

Según el IEEE Std. 80/2000, las tensiones de paso y de contacto admisibles, se calculan según las siguientes fórmulas para una persona que pese 70 kgs.

- Tensión de paso:

$$V_{p,máx} = [1000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s] \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t}}$$

- Tensión de contacto:

$$V_{c,máx} = [1000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s] \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t}}$$

Y para un cuerpo de 50 Kgs:

- Tensión de paso:

$$V_{p,m\acute{a}x} = [1000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s] \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t}}$$

- Tensi3n de contacto:

$$V_{c,m\acute{a}x} = [1000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s] \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t}}$$

D3nde:

- $V_{p,m\acute{a}x}$: Tensi3n de paso m\acute{a}xima admisible.
- $V_{c,m\acute{a}x}$: Tensi3n de contacto m\acute{a}xima admisible.
- C_s : Coeficiente de reducci3n de la resistividad superficial, cuyo valor se obtiene del IEEE std. 80/2000, en funci3n del espesor de la capa superficial h_s (m).
- ρ_s : Resistividad superficial del terreno ($\Omega \cdot m$).
- t : tiempo de duraci3n de la falta (s).

Criterio RAT:

Seg\un la ITC-RAT 13, las tensiones de paso y de contacto admisibles se calculan seg\un las siguientes expresiones:

- Tensi3n de contacto:

$$U_{c,m\acute{a}x} = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right)$$

- Tensi3n de paso:

$$U_{p,m\acute{a}x} = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s}{1000} \right)$$

Donde:

- $U_{c,m\acute{a}x}$: tensi3n de contacto m\acute{a}xima admisible (V).
- $U_{p,m\acute{a}x}$: tensi3n de paso m\acute{a}ximo admisible (V).
- ρ_s : Resistividad superficial del terreno ($\Omega \cdot m$).
- R_{a1} : La resistencia del calzado, la resistencia de superficies de material aislante, etc.
- U_{ca} : Valor admisible de la tensi3n de contacto aplicada (V) que es funci3n de la duraci3n de la corriente de falta, y viene definido en la ITC-RAT 13.

Los valores finales de las tensiones m\acute{a}ximas de paso y de contacto ser\an los que resulten de menor valor, respectivamente, de entre los dos criterios definidos, siendo as\i menor el margen y quedando en el lado de la seguridad.

Resultados:

A continuaci3n, se calcular\an las tensiones m\acute{a}ximas admisibles de paso y de contacto y los resultados ser\an comparados con los valores reales de estas tensiones.

C\acute{a}lculo de las tensiones de paso y contacto	S\mbolo	Valor	Unidad
Tensi3n de paso admisible seg\un el RAT	V_p	37.873,97	V
Tensi3n de contacto admisible seg\un el RAT	V_c	1.099,85	V
Tensi3n de paso admisible seg\un IEEE 80/2000	V_p	2.389,48	V
Tensi3n de contacto admisible seg\un IEEE 80/2000	V_c	720,41	V

Tabla 32. Resultados obtenidos bajo el criterio de tensiones de paso y de contacto

Como se puede observar, los valores del estándar IEEE std. 80/2000 nos proporciona valores más restrictivos y, por lo tanto, usaremos ambos.

5.5.7.3 Tensiones de paso y de contacto resultantes

Una vez tenemos los valores del apartado anterior calculadas, seguiremos los pasos del estándar IEEE std. 80/2000 y calcularemos las tensiones de paso y contacto resultantes.

Tensiones de paso:

La tensión de paso resultante de nuestra instalación se calculará mediante la expresión:

$$V_{p,r} = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_e}{L_s}$$

Dónde:

- $V_{p,r}$: Tensión de paso resultante (V).
- ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).
- K_i : factor corrector de irregularidades, que dependen de la longitud y de la geometría de la malla.
- I_e : Intensidad de defecto que circula por la malla (A), que se obtiene multiplicando la intensidad a tierra I_D por un coeficiente e reducción, que se calcula según el estándar IEE std. 80/2000.
- L_s : Longitud total efectiva de conductor enterrado en metros, calculada según el estándar IEEE std. 80/2000, en función de las longitudes del conductor de la malla y de las picas de tierra.
- K_s : Factor de geometría que se calcula mediante el IEEE std. 80/2000, en función de la forma geométrica de la malla.

Tensiones de contacto:

La tensión de contacto resultante de nuestra instalación se calculará mediante la expresión:

$$V_{c,r} = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_e}{L_m}$$

Dónde:

- $V_{c,r}$: Tensión de contacto resultante (V).
- ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).
- K_i : factor corrector de irregularidades, que dependen de la longitud y de la geometría de la malla.
- I_e : Intensidad de defecto que circula por la malla (A), que se obtiene multiplicando la intensidad a tierra I_D por un coeficiente e reducción, que se calcula según el estándar IEE std. 80/2000.
- L_m : Longitud total del conductor enterrado en metros, calculada según el estándar IEEE std. 80/2000, en función de las longitudes del conductor de la malla y de las picas de tierra.
- K_m : Factor de geometría que se calcula mediante el IEEE std. 80/2000, en función de la forma geométrica de la malla.

De esta forma, se obtienen las tensiones resultantes de paso y de contacto. Si los valores son inferiores a los máximos obtenidos en el subapartado 4.5.7.2, se garantizará que los potenciales

defectos a tierra que se pudieran originar por faltas eléctricas no van a poner en peligro la seguridad de las personas en la instalación o en sus inmediaciones.

Resultados:

Los resultados obtenidos son, por un lado, los valores de las constantes:

Constantes	Símbolo	Valor	Unidad
Factor corrector de irregularidades	K_i	7,518	
Intensidad de defecto que circula por la malla	I_E	6.400,00	A
Longitud total efectiva de conductor enterrado en metros	L_s	3.881,55	m
Longitud total del conductor enterrado en metros	L_m	5.223,82	m
Factor de geometría de paso	K_s	0,414	
Factor de geometría de contacto	K_m	0,403	

Tabla 33. Constantes obtenidas para la tensión de contacto

Con estos datos, y obtenemos:

Valores de Tensiones de paso y contacto resultantes	Símbolo	Valor	Unidad
Tensión de paso resultante	V_{pr}	868,83	V
Tensión de contacto resultante	V_{cr}	628,96	V

Tabla 34. Tensiones de paso y contacto resultantes

Como se puede observar, las tensiones de paso y contacto son inferiores a las obtenidas en el subapartado anterior.

5.5.7.4 Resistencia de la malla de puesta a tierra

El siguiente paso es calcular el valor de la resistencia de la malla de la puesta a tierra, partiendo de una solución definida de la red de tierras inferior. Este valor se utilizará en el cálculo de las tensiones de paso y contacto resultantes en la instalación, lo que permitirá determinar si la malla propuesta cumplirá con las especificaciones.

Criterio IEEE 80/2000:

Para calcular la resistencia de la malla de tierra enterrada, se utilizará la aproximación de Sverak, de acuerdo con el estándar IEEE std. 80/2000:

$$R_g = \rho \cdot \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot S} \cdot \left(1 + \frac{1}{11 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{S}}} \right) \right]$$

Dónde:

- R_g : Resistencia de la malla de puesta a tierra (Ω).
- h : Profundidad a la que está enterrada la malla (m).
- L_T : Longitud total de conductor (cable y picas) enterrado (m).
- S : Área ocupada por la malla (m^2).
- ρ : Resistividad del terreno($\Omega \cdot m$).

Criterio RAT:

En el caso de utilizar el criterio del RAT, utilizaremos la siguiente expresión:

$$R_g = \frac{\rho}{4 \cdot r} + \frac{\rho}{L_T}$$

Dónde:

- R_g : Resistencia de la malla de puesta a tierra (Ω).
- L_T : Longitud total de conductor (cable y picas) enterrado (m).
- r: radio de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla (m)
- ρ : Resistividad del terreno($\Omega\cdot m$).

El valor que utilizaremos será la de mayor valor, ya que nos proporcionará el escenario más desfavorable.

Resultados:

Los datos de partida que tenemos son:

Cálculo Red de Tierra inferior				
1.- Datos de Partida	Símbolo	Valor	Unidad	
1.1- Datos de la instalación				
- Tensión nominal de la red	U_n	66		kV
- Intensidad de cortocircuito a tierra para cálculo de S (corriente de defecto a tierra)	I_b	8		kA
- Coeficiente de reducción	K_s	0,7		
- Intensidad de cortocircuito a tierra para cálculo de U (corriente de puesta a tierra)	I_E	5,60		kA
- Tiempo de despeje de la falta	t	0,50		s
- Resistividad media del terreno	ρ	3000,00		$\Omega\cdot m$
- Espesor de la capa extra superficial (grava, hormigón...)	h_r	0,60		m
- Resistividad superficial del terreno	ρ_r	0,30		$\Omega\cdot m$
- Temperatura ambiente	T_a	40,00		$^{\circ}C$
1.2- Datos geométricos de la malla				
- Profundidad de enterramiento	h	0,60		m
- Dimensiones de la Malla				
- Longitud de la Malla en la dirección 1	L1	50,57		m
- Longitud de la Malla en la dirección 2	L2	59,29		m
- Dimensiones de la cuadrícula media				
- Separación de los conductores en la dirección 1	D1	4,00		m
- Separación de los conductores en la dirección 2	D2	4,00		m
- Superficie	S	2.998,30		m^2
- Perímetro de la malla, Le	P, Le	219,72		m
- N° de conductores en la dirección 1	N1	13		
- N° de conductores en la dirección 2	N2	15		
- Número de picas	Np	54		
- Longitud de picas	Lp	2,00		m
1.3- Características de los conductores				
- Material del Cable				Cobre
- Densidad admisible del conductor	δ	160,00		A/mm ²
- Temperatura máxima admisible del conductor	T_m	1083,00		$^{\circ}C$
- Temperatura final del conductor debido al cortocircuito	$T_{m\acute{a}x}$	200,00		$^{\circ}C$
- Coeficiente de reducción de la Sección (si/Temp.)	f_r	1,00		
- Tiempo de duración del defecto	t	0,50		s
- Factor de Capacidad Térmica del conductor	TCAP	3,42		J/(cm ³ · $^{\circ}C$)
- Coeficiente de Resistividad Térmica a 20 $^{\circ}C$ del conductor	α_r	0,00		1/ $^{\circ}C$
- Resistividad del conductor a 20 $^{\circ}C$	ρ_r	1,72		$\mu\Omega/cm$
- Constante K_0 del cable	K_0	234,00		

Tabla 35. Datos de partida para el dimensionado de la red de tierras

Cálculo de la sección del conductor de puesta a tierra

En la tabla que tenemos a continuación, podemos ver los resultados obtenidos en el cálculo de la sección del cable del que se compondrá nuestra red de puesta a tierra.

2.- Cálculo de la sección	Símbolo	Valor	Unidad
Según IEEE 80-2013			
- Sección mínima necesaria	A_m	20,09	mm^2
- Sección del cable elegido	A	95,00	mm^2
- Diámetro del cable elegido	d	0,011	m
Según RAT			
- Sección mínima necesaria	A_m	50,00	mm^2
- Sección del cable elegido	A	95,00	mm^2
- Diámetro del cable elegido	d	0,011	m

Tabla 36. Cálculo de la sección del conductor de la malla de puesta a tierra

Como podemos observar, la sección escogida es superior a la exigida por ambos criterios.

Características de la malla de tierra propuesta

La configuración de la malla de tierra propuesta se elige en función de los siguientes parámetros:

- Geometría de la parcela que alberga la subestación.
- Tipología del conductor enterrado.
- Valores de la corriente de cortocircuito en la línea/instalación.
- Distancia entre conductores de malla en cada una de las direcciones de la parcela.

En la tabla 35 se recogen los principales parámetros geométricos de la malla de tierra diseñada. Asimismo, en la tabla 36, se definen las características de la malla de tierra necesarias para el cálculo de las tensiones resultantes de paso y de contacto, que se utilizarán para determinar si el diseño propuesto de la misma es válido para garantizar que no se superan los valores máximos admisibles de dichas tensiones.

En la siguiente tabla, podemos ver los valores característicos de nuestra malla de tierra.

3.- Características de la malla	Símbolo	Valor	Unidad
3.1- Longitud real de la malla enterrada			
- Longitud de los conductores en dirección 1	L_1	50,57	m
- Longitud de los conductores en dirección 2	L_2	59,29	m
- Longitud debido a geometría irregular	L_{ir}	0,00	m
- Longitud de la Malla Principal	L_{mp}	1.959,03	m
- Longitud debida a las Picas	L_{pt}	108,00	m
- Longitud total real de cable enterrado (sin picas)	L_r	1.959,03	m
- Longitud total real de cable enterrado (con picas)	L_{rp}	2.067,03	m
3.2- Resistencia de la malla			
- Resistencia de la malla según IEEE 80-2013	R_q	1,432	Ω
- Resistencia de la malla según RAT	R_q	1,452	Ω
3.3- Media geométrica de los conductores			
- Factor n_a	n_a	17,83	
- Factor n_b	n_b	1,00	
- Factor n_c	n_c	1,00	
- Factor n_d	n_d	1,00	
- Factor geométrico de la malla n	n	17,86	
3.4- Media aritmética de los espaciamientos			
- Distancia media entre conductores (media aritmética)	D	4,00	m
3.5- Máxima elevación del potencial de malla			
- Resistencia de la malla	R_q	1,452	Ω
- Máxima elevación del Potencial de Malla	V_m	8.129,96	V
3.6- Longitud de la malla mínima (IEEE 80-2013)			
- Longitud efectiva de la malla mínima necesaria según la tensión de contacto	$L_{H,m}$	2.054,267	m
- Longitud efectiva de la malla mínima necesaria según la tensión de paso	$L_{S,m}$	478,115	m

Tabla 37. Características de la malla de tierra

Tensiones máximas admisibles de paso y contacto

A continuación, se calculan las tensiones máximas admisibles de paso y de contacto, de acuerdo con los criterios del RAT y del estándar IEEE 80-2000. Los resultados mostrados en la tabla 37 serán comparados con los valores reales de estas tensiones que tendrán lugar en la instalación en caso de falta.

4.- Tensiones máximas admisibles	Símbolo	Valor	Unidad
4.1- Datos para el cálculo			
- Coeficiente de Corrección Resistividad Superficial	C_r	0,858	
- Tensión de contacto aplicada admisible	U_{ca}	204	V
- Tensión de paso aplicada admisible	U_{pa}	2.040	V
- Resistividad superficial corregida	ρ_{rr}	2.574,99	$\Omega \cdot m$
- Resistencia del calzado	R_{a1}	2.000	Ω
4.2- Cálculo de las tensiones admisibles			
Tensión de paso admisible			
- Criterio RAT	V_p	41.717,89	V
- Criterio IEEE 80-2013	V_p	2.698,59	V
Tensión de contacto admisible			
- Criterio RAT	V_c	1.195,95	V
- Criterio IEEE 80-2013	V_c	797,68	V

Tabla 38. Tensiones máximas admisibles de paso y de contacto obtenidas

Una vez tenemos estos datos, calcularemos nuestras tensiones de paso y contacto resultantes

5.- Tensiones de Paso y de Contacto Resultantes	Símbolo	Valor	Unidad
5.1- Coeficientes de cálculo (según IEEE 80-2013)			
- Coeficiente K_{ii}	K_{ii}	1,00	
- Coeficiente K_h	K_h	1,26	
- Factor de irregularidades K_i	K_i	3,287	
- Cálculo del factor de geometría K_M	K_M	0,526	
- Cálculo del factor K_S	K_S	0,414	
- Longitud efectiva de malla para el cálculo de V_{cr}	L_M	2.129,81	m
- Longitud efectiva de malla para el cálculo de V_{pr}	L_S	1.561,07	m
5.2- Cálculo de las tensiones resultantes			
- Tensión de Paso Resultante	V_{pr}	826,51	V
- Tensión de Contacto Resultante	V_{cr}	769,39	V

Tabla 39. Tensiones de paso y de contacto resultantes

Además de lo que hemos calculado hasta ahora, deberemos tener en cuenta la distancia mínima necesaria para cumplir los criterios de tensiones de paso y contacto.

5.7.8 Criterios de validación

Para determinar que la instalación de puesta a tierra inferior cumple con los requerimientos del RAT y del estándar IEEE St. 80/2000, deben realizarse las siguientes comprobaciones

- La sección del conductor elegida debe ser superior a las secciones mínimas calculadas en el apartado 6.1 bajo los criterios del IEEE St. 80/2000 y el RAT.
- La tensión de paso resultante debe ser inferior o igual a la tensión de paso máxima admisible, del mismo modo, bajo ambos criterios
- La tensión de contacto resultante debe ser inferior o igual a la tensión de contacto máxima admisible, según el RAT y de acuerdo con el estándar IEEE 80-2000.

- La longitud de la malla de puesta a tierra (conductores más electrodos de puesta a tierra) debe ser superior a la longitud mínima calculada en el apartado

En la siguiente tabla, se comprueban los criterios de validación definidos.

6.- Validación del electrodo	Símbolo	Valor	Unidad	Criterio de validación
6.1 Sección del Conductor				
- Sección mínima necesaria (según IEEE 80-2013)	A_m	20,09	mm^2	$A > A_m$
- Sección mínima necesaria (según RAT)	A_m	50,00	mm^2	
- Sección del cable elegido	A	95,00	mm^2	
				Válido
6.2 Tensión de Paso				
- Tensión de Paso admisible (según IEEE 80-2013)	V_p	2.638,59	V	$V_{pr} < V_p$
- Tensión de Paso admisible (según RAT)	V_p	41.717,89	V	
- Tensión de Paso resultante	V_{pr}	826,51	V	
				Válido
6.3 Tensión de Contacto				
- Tensión de Contacto admisible (según IEEE 80-2013)	V_c	797,68	V	$V_{cr} < V_c$
- Tensión de Contacto admisible (según RAT)	V_c	1.195,95	V	
- Tensión de Contacto resultante	V_{cr}	769,39	V	
				Válido
6.4 Longitud mínima efectiva de la malla de puesta a tierra				
- Longitud efectiva de malla mínima según tensión de paso	$L_{s,m}$	478,11	m	$L_{s,m} < L_s$
- Longitud efectiva de malla según tensión de paso	L_s	1.561,07	m	
- Longitud efectiva de malla mínima según tensión de contacto	$L_{M,m}$	2.054,27	m	$L_{M,m} < L_M$
- Longitud efectiva de malla según tensión de contacto	L_M	2.129,81	m	
				Válido

Tabla 40. Comprobación de los resultados de nuestra red de tierras

Se puede observar que todos ellos cumplen con los requisitos establecidos en la normativa, por lo que la malla de puesta a tierra diseñada garantiza que no se superarán los valores máximos admisibles de tensiones de paso y de contacto en el caso de aparición de un defecto o falta en la subestación.

5.7.9 Conclusiones

La malla de puesta a tierra definida anteriormente es válida y garantiza que no se superarán los valores máximos admisibles de tensiones de paso y contacto a las que puedan ser sometidas las personas, de forma accidental, por efecto de la aparición de una falta en la subestación o en la red unida a ella.



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



ANEXO II

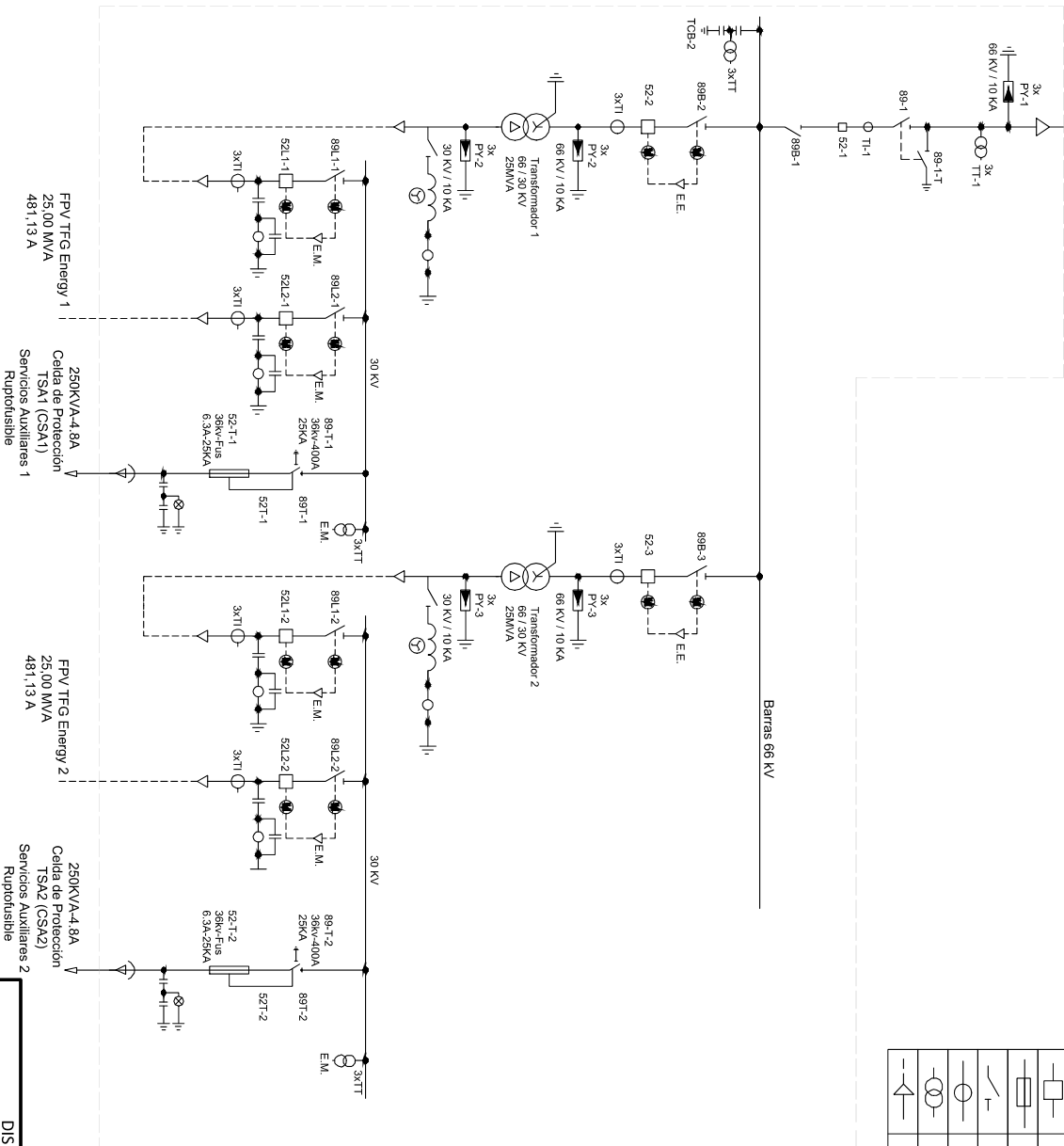
PLANOS

A continuación, mostramos los planos que hemos desarrollado para el proyecto

Listado de planos	
Código del plano	Título
Plano 1	Esquema unifilar completo
Plano 2	Planta de la subestación
Plano 3	Sección principal de la subestación
Plano 4	Sección del edificio
Plano 5	Planta con mallado de tierra inferior
Plano 6	Detalle de los elementos de la red de tierras
Plano 7	Detalle de los elementos de alta tensión
Plano 8	Detalle de los elementos de alta tensión II
Plano 9	Detalle de los elementos de alta tensión III
Plano 10	Detalle de los elementos de Media Tensión
Plano 11	Red de tierras superior utilizando una punta activa

LAAT DE EVACUACIÓN

Subestación Colectora
66 / 30 KV TFG Energy



Leyenda	
Identificador	Descripción
	Transformador con dos devanado conexión estrella-triángulo
	Interruptor automático
	Repotizable
	Seccionador
	Transformador de intensidad
	Transformador de tensión
	Base de terminal
Identificador	Descripción
	Seccionador de tierra
	Detector de presencia de tensión
	Lineas subterráneas
	Lineas aéreas
	Potenciales
	Entendamiento mecánico
	Entendamiento eléctrico

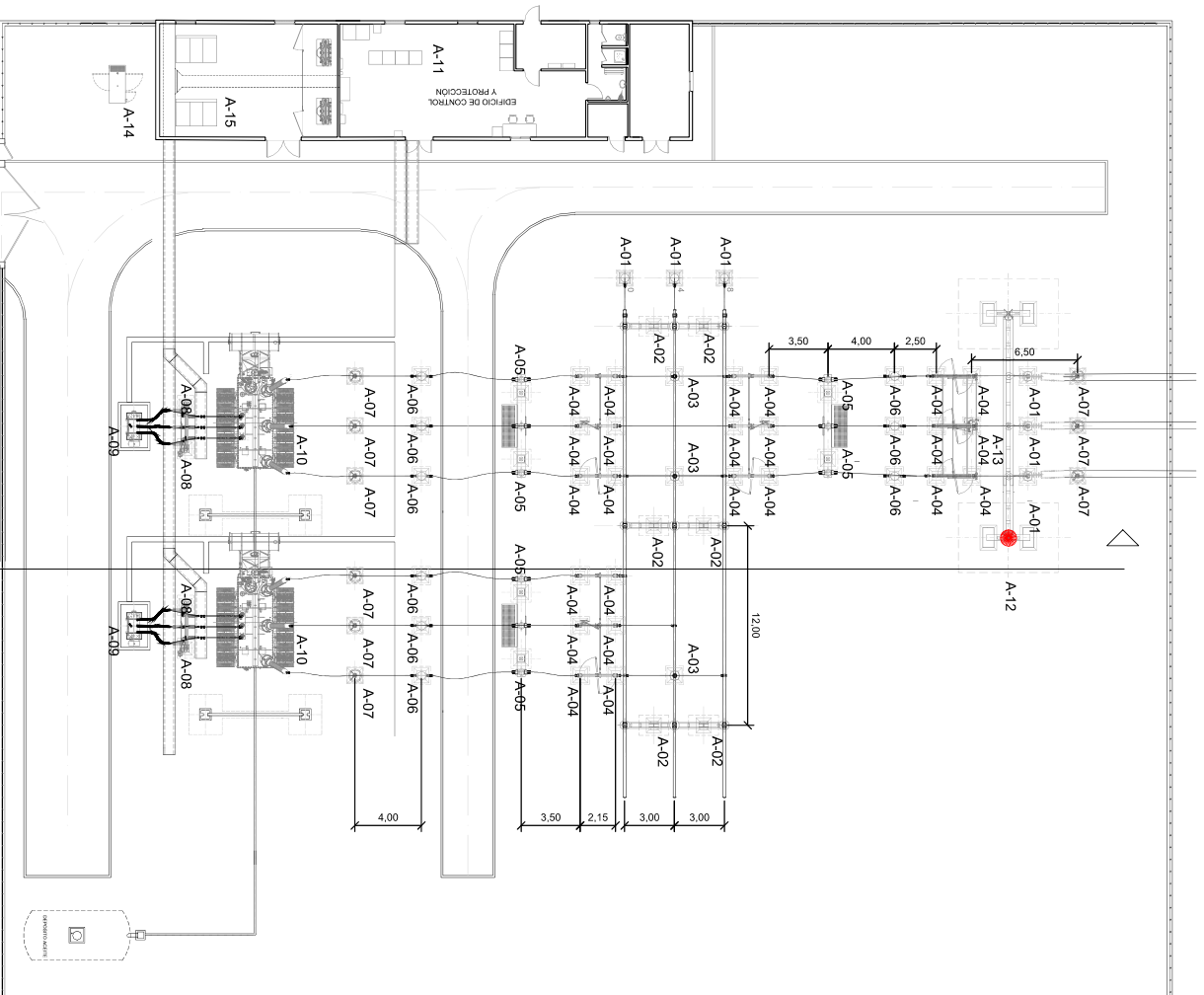
DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN COLECTOR DE 66/30 KV

TRABAJO FIN DE GRADO - GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ESQUEMA UNIFILAR COMPLETO

NOBRE DEL PLANO: **Plano 01**

REALIZADO POR:	REALIZADO:	ESCALA:	TAMAÑO:	FETICIONARIO:	FIRMADO:
Sánchez Maldonado, Miguel Ángel	M. Sánchez Maldonado	sin escala	A3	D. Alejandro Rodríguez Gómez	JUNIO 2023



Identificador	Descripción
(A-01)	Transformador de tensión 66 kV
(A-02)	Portico barras principales
(A-03)	Aislador de apoyo
(A-04)	Seccionador tripolar 66 kV-2000A
(A-05)	Interruptor automático 66 kV-2000A
(A-06)	Transformador de intensidad 66 kV
(A-07)	Pararrayos autoválvula 66 kV
(A-08)	Portico seccionador MT-1600A
(A-09)	Reactancia limitadora
(A-10)	Transformador de potencia 66/30KV,25MVA
(A-11)	Edificio de control
(A-12)	Pararrayos
(A-13)	Portico evacuación 66 kV
(A-14)	Generador Diesel
(A-15)	Celdas 36 kV

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN COLECTOR DE 66/30 kV

TRABAJO FIN DE GRADO - GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

NOMBRE DEL PLANO:

Planta de nuestra subestación

Plano
02

REALIZADO POR:
Sánchez Maldonado, Miguel Ángel

FIRMANDO:
M.Sánchez Maldonado

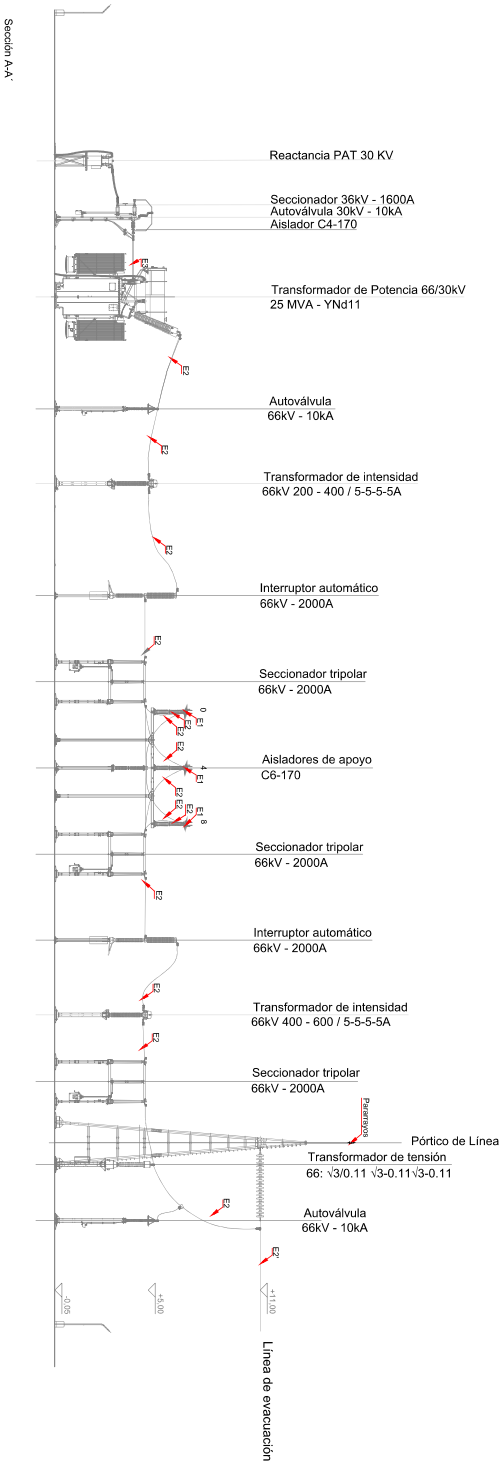
ESCALA:
1:300

TAMANO:
A3

PETICIONARIO:
D. Alejandro Rodríguez Gómez

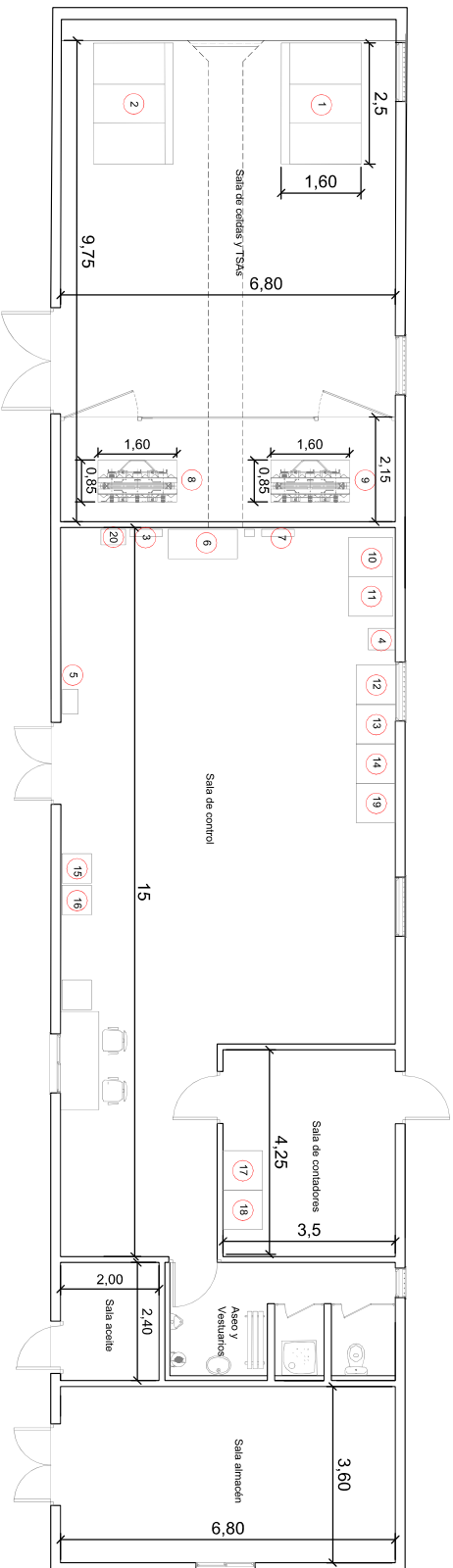
FIRMANDO:
JUNIO
2023

Listado de embarrados y conductores	
Identificador	Descripción
E1	Embarrado rígido principal 66kV Al Ø110/100mm
E2	Embarrado flexible 66 kV Al Ø36mm (simplex)
E2'	Embarrado flexible 66 kV Al Ø36mm (duplex)
E3	Embarrado rígido principal MT Al Ø100/88mm



DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN COLECTOR DE 66/30 KV			
TRABAJO FIN DE GRADO - GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES			
NOMBRE DEL PLANO			
Sección principal de la subestación			
REALIZADO POR:	FIRMA:	ESCALA:	TAMAÑO:
Sánchez Maldonado, Miguel Ángel	<i>M.S. Maldonado</i>	1:250	A3
	PETICIONARIO:		FIRMA:
	D. Alejandro Rodríguez Gómez		JUNIO 2023
			Plano 03

Leyenda			
Identificador	Descripción	Identificador	Descripción
1	Conjunto de celdas FV TFG ENERGY 1	11	Rectificador baterías 2
2	Conjunto de celdas FV TFG ENERGY 2	12	Unidad control subestación
3	Cuadro iluminación, fuerza y aire acondicionado	13	Unidad control de posición T1
4	Central detección de incendios	14	Unidad control de posición T2
5	Central anti-intrusión	15	Cuadro comunicaciones PFV/U/CS
6	Cuadro Serv. Aux. principal 400-230V AC	16	Reparador óptico
7	Cuadro Serv. Aux. 125V DC	17	Armatro de media 1
8	Transformador SSAA 1	18	Armatro de media 2
9	Transformador SSAA 2	19	Unidad de control de línea
10	Rectificador baterías 1	20	Equipo de conmutación AC



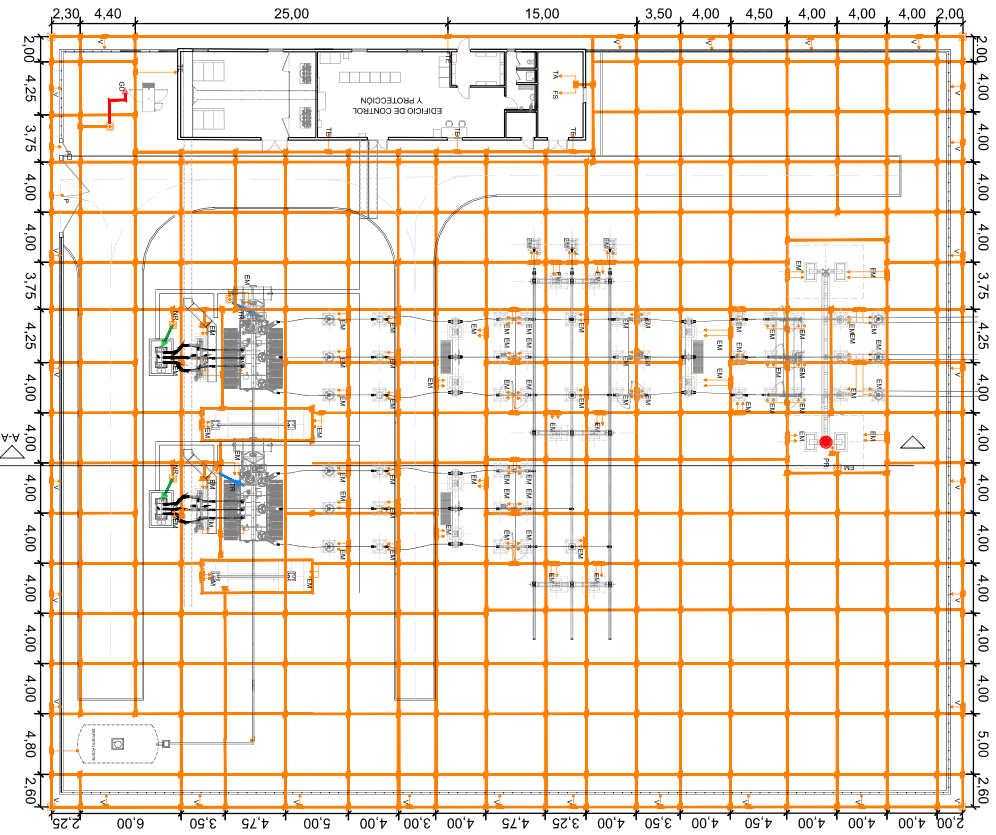
DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN COLECTOR DE 66/30 kV

TRABAJO FIN DE GRADO - GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

NOMBRE DEL PLANO: **SECCIÓN DE NUESTRO EDIFICIO**

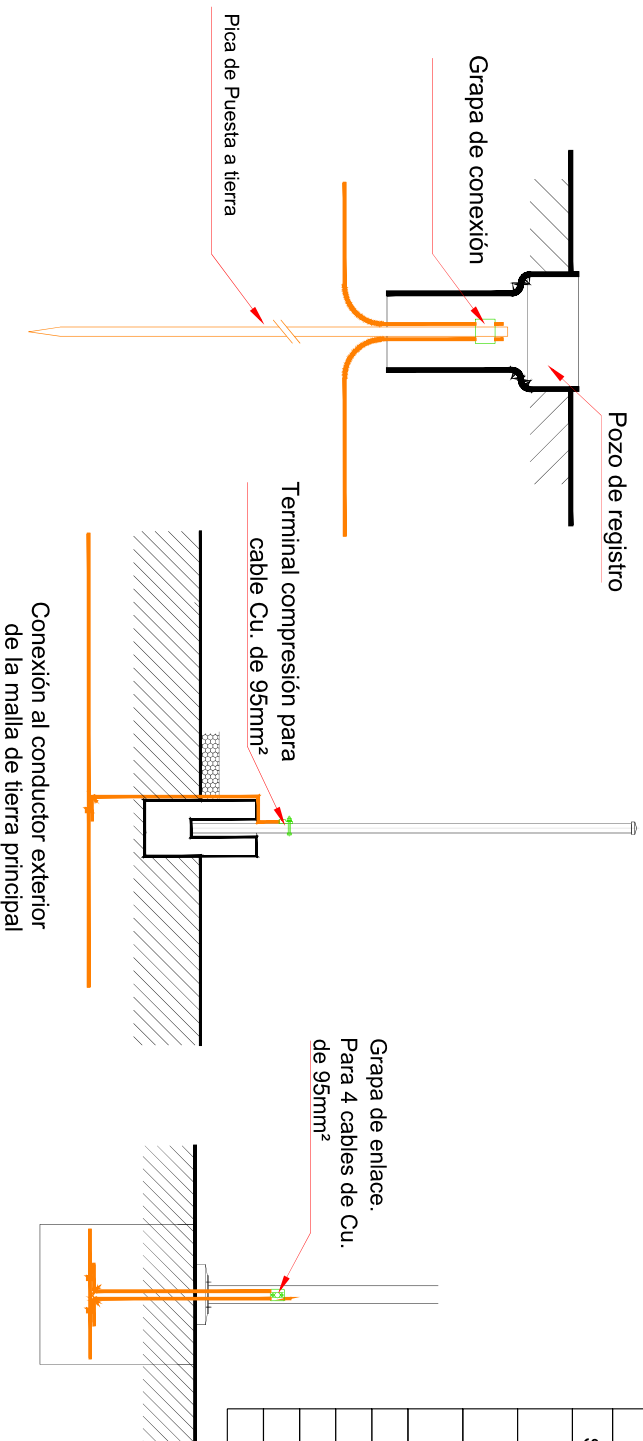
Plano 04

REALIZADO POR: Sánchez Maldonado, Miguel Ángel	FIRMAO: <i>M.S. Maldonado</i>	ESCALA: 1:100	TAMAÑO: A3	FETICIONARIO: D. Alejandro Rodríguez Gómez	FIRMAO: JUNIO 2023
---	----------------------------------	------------------	---------------	---	-----------------------

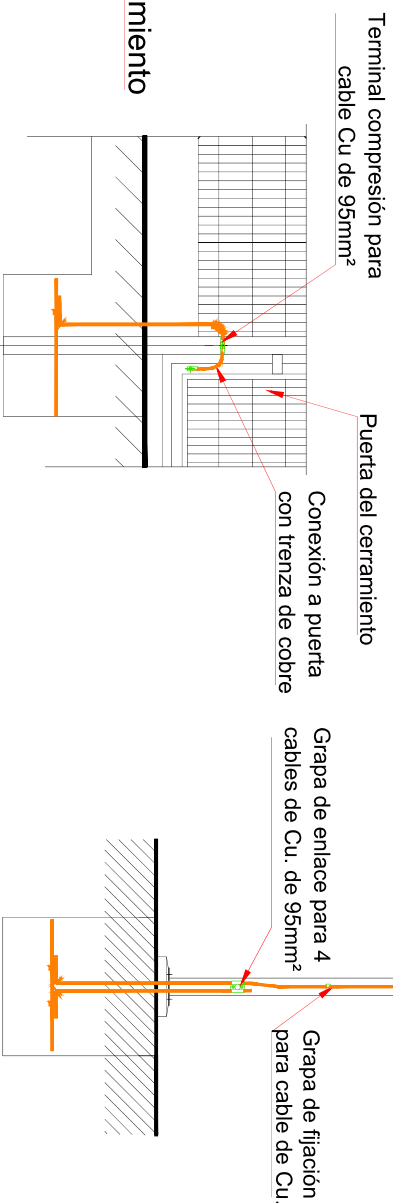
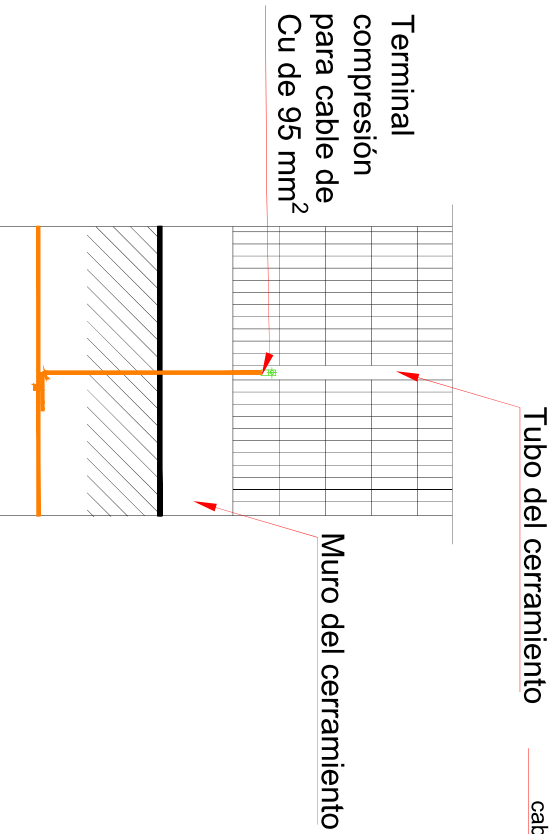


Symbolos	Leyenda	Descripción
NR	Neutro reactancia	(1x120 mm² Cu XLPE)
TR	Neutro Transformador	(1x120 mm² Cu XLPE)
GD	Generador diésel	(1x120 mm² Cu XLPE)
EM	Estructura metálica	(1 x 95 mm²)
P	Puerta metálica	(1 x 95 mm²)
V	Valido	(1 x 95 mm²)
FS	Fosa séptica	(1 x 95 mm²)
TA	Tanque de agua	(1 x 95 mm²)
DA	Deposito de aceite	(1 x 95 mm²)
TE	Terminal de tierra edificio	(1 x 95 mm²)
PR	Soporte pararrayos	(1 x 95 mm²)
	Conductor Cu desnudo	95 mm²
	Cable aislado neutro NR	1x120 mm² Cu XLPE
	Cable aislado neutro TR	1x120 mm² Cu XLPE
	Cable aislado GD	1x120 mm² Cu XLPE
	Terminal de conexión por compresión tipo "C"	
	Arqueta de P.A.T. con registro	

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN COLECTOR DE 66/30 KV					
TRABAJO FIN DE GRADO - GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES					
NOMBRE DEL PLANO:					
PLANO DE PLANTA CON MALLADO DE TIERRA INFERIOR					
REALIZADO POR:	FIRMA:	ESCALA:	TAMAÑO:	PETICIONARIO:	FIRMA:
Sánchez Maldonado, Miguel Ángel	<i>M.S.Maldonado</i>	1:400	A3	D. Alejandro Rodríguez Gómez	JUNIO 2023



Leyenda	
Símbolo	Descripción
	Terminal de conexión por compresión tipo "pala" para cable desnudo 95 mm ²
	Grapa de conexión sobre estructura para cable de sección 95 mm ²
	Grapa de conexión sobre estructura para 4 cables de sección 95 mm ²
	Terminal de conexión por compresión tipo "C"
	Conductor Cu desnudo 95 mm ²
	Cable aislado 1x95 mm ² Cu XLPE
	Cable aislado 1x120 mm ² Cu XLPE
	Grapa de conexión cable - pica



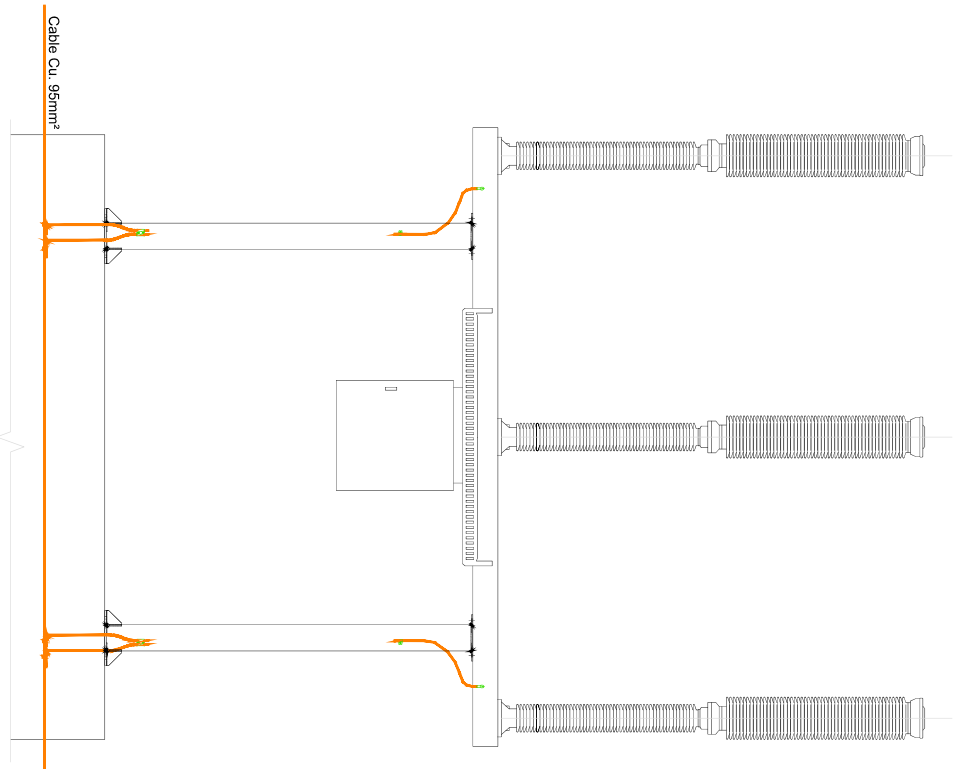
DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN COLECTOR DE 66/30 KV
 TRABAJO FIN DE GRADO - GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES
 NOMBRE DEL PLANO:

Detalle de elementos de la red de tierras

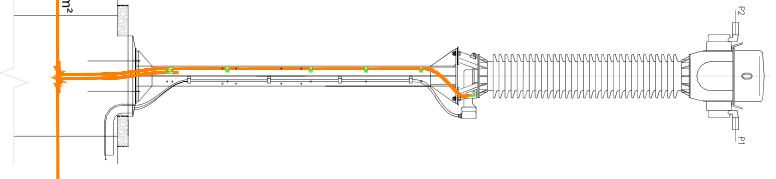
Plano 06

REALIZADO POR:	FIRMANDO:	ESCALA:	TAMAÑO:	PETICIONARIO:	FIRMANDO:
Sánchez Maldonado, Miguel Ángel	M. Sánchez Maldonado	sin escala	A3	D. Alejandro Rodríguez Gómez	JUNIO 2023

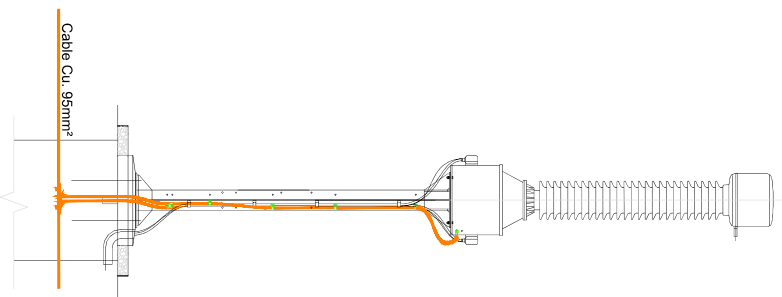
Conexión a tierra interruptor tripolar 66 kV



Conexión a tierra Transformador de intensidad 66 kV



Conexión a tierra Transformador de tensión inductivo 66 kV



Leyenda	
Simbolo	Descripción
	Terminal de conexión por compresión tipo "palta" para cable desnudo 95 mm ²
	Grapa de conexión sobre estructura para cable de sección 95 mm ²
	Grapa de conexión sobre estructura para 4 cables de sección 95 mm ²
	Terminal de conexión por compresión tipo "C"
	Conductor Cu desnudo 95 mm ²
	Cable aislado 1x95 mm ² CU XLPE

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN COLECTOR DE 66/30 kV

TRABAJO FIN DE GRADO - GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

NOMBRE DEL PLANO:

Detalle de elementos de Alta Tensión (1)

Plano 07

REALIZADO POR:
Sánchez Maldonado, Miguel Ángel

FIRMAO:
M.S.Maldonado

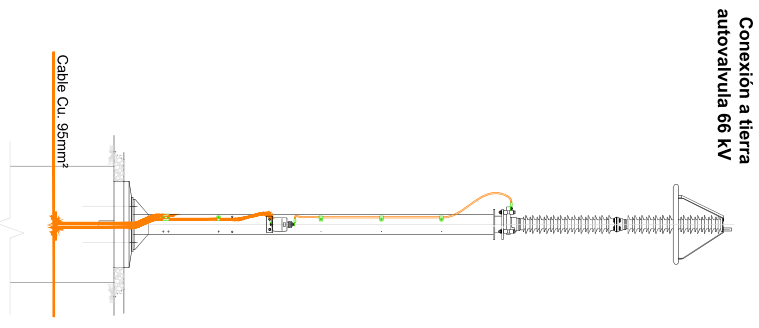
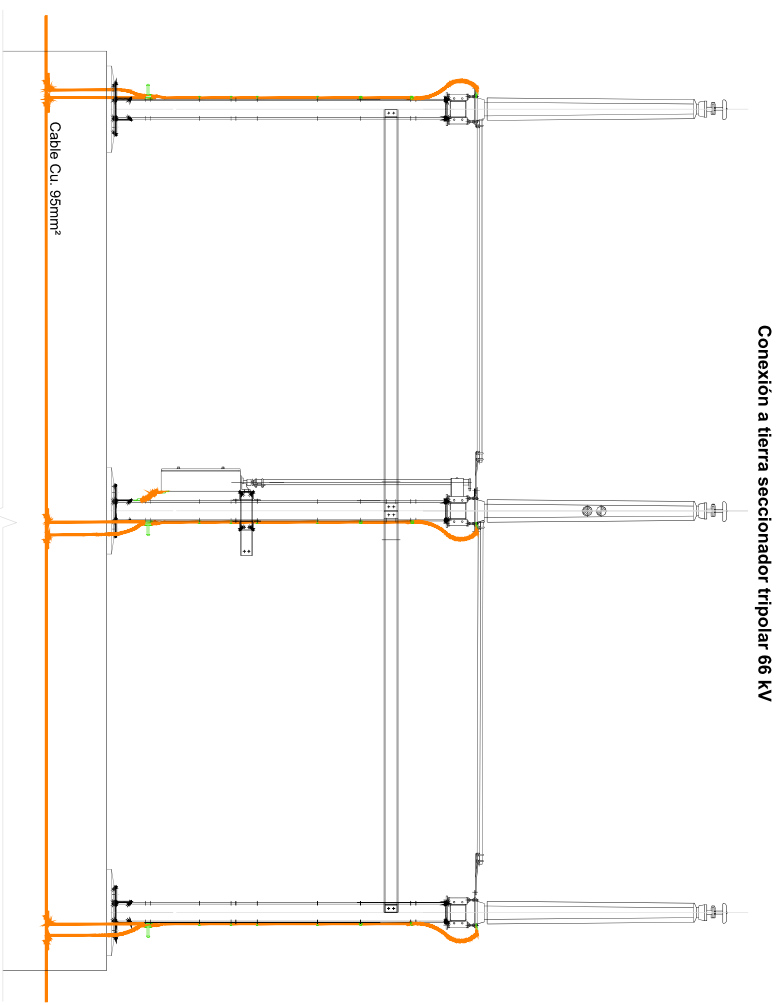
ESCALA:
1:25

TAMAÑO:
A3

PETICIONARIO:
D. Alejandro Rodríguez Gómez

FIRMAO:
JUNIO 2023

Leyenda	
Simbolo	Descripción
	Terminal de conexión por compresión tipo "pala" para cable desnudo 95 mm ²
	Grapa de conexión sobre estructura para cable de sección 95 mm ² con tornillo de métrica M12
	Grapa de conexión sobre estructura para 4 cables de sección 95 mm ² con tornillo de métrica M12
	Terminal de conexión por compresión tipo "C"
	Conductor Cu desnudo 95 mm ²
	Cable aislado 1x95 mm ² Cu XLPE







DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN COLECTOR DE 66/30 KV

TRABAJO FIN DE GRADO - GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

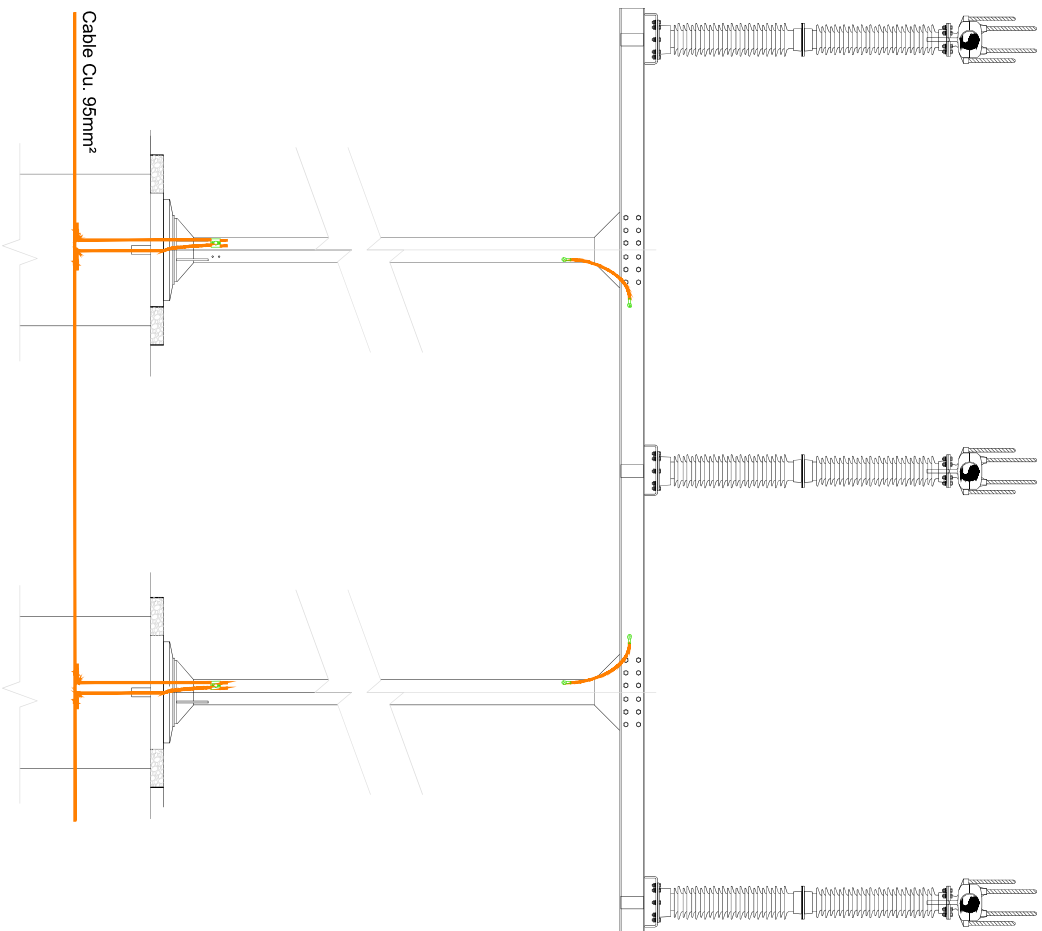
NOMBRE DEL PLANO: **Detalle de elementos de Alta Tensión (2)**

REALIZADO POR: Sánchez Maldonado, Miguel Ángel	FIRADO: <i>M.S.Maldonado</i>	ESCALA: 1:50	TAMAÑO: A3	PETICIONARIO: D. Alejandro Rodríguez Gómez	FIRADO: JUNIO 2023
---	---------------------------------	-----------------	---------------	---	-----------------------

Leyenda

Simbolo	Descripción
	Terminal de conexión por compresión tipo "pala" para cable desnudo 95 mm ²
	Grapa de conexión sobre estructura para 4 cables de sección 95 mm ²
	Terminal de conexión por compresión tipo "C"
	Conductor Cu desnudo 95 mm ²

Conexión a tierra pórtico de barras 66 kV



DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN COLECTOR DE 66/30 kV

TRABAJO FIN DE GRADO - GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

NOMBRE DEL PLANO:

Detalle de elementos de Alta Tensión (3)

Plano 09

REALIZADO POR:
Sánchez Maldonado, Miguel Ángel

FIRMAO:
M.S.Maldonado








ESCALA:
1:40

TAMAÑO:
A3

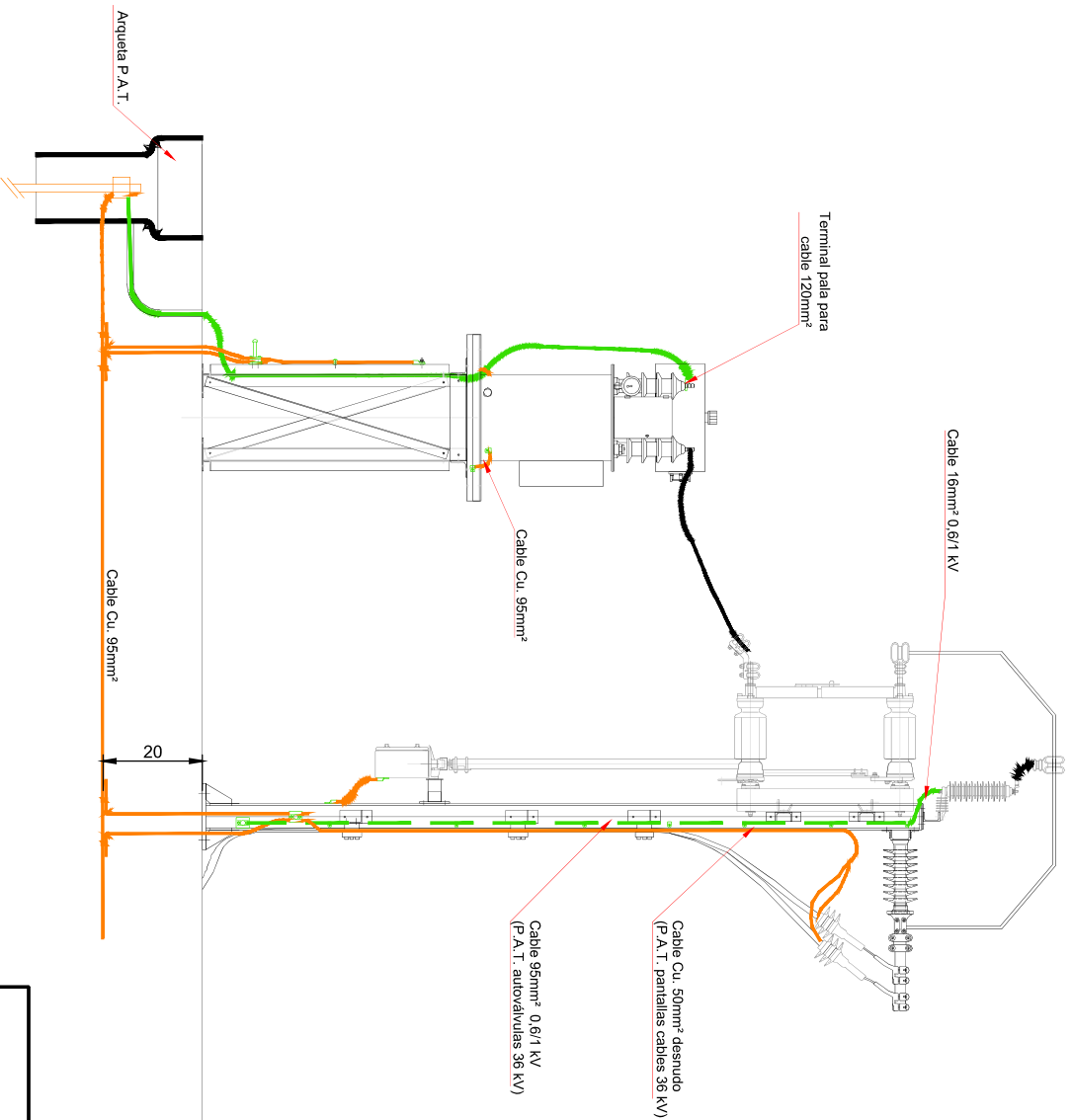
PETICIONARIO:
D. Alejandro Rodríguez Gómez

FIRMAO:
JUNIO 2023

Leyenda

Simbolo	Descripción
	Terminal de conexión por compresión tipo "pala" para cable desnudo 95 mm ²
	Grapa de conexión sobre estructura para cable de sección 95 mm ²
	Grapa de conexión sobre estructura para 4 cables de sección 95 mm ²
	Terminal de conexión por compresión tipo "C"
	Conductor Cu desnudo 95 mm ²
	Cable aislado 1x95 mm ² Cu XLPE
	Cable aislado 1x120 mm ² Cu XLPE

Conexión a tierra pòrtico seccionador + reactancia 36 kV



DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN COLECTOR DE 66/30 kV

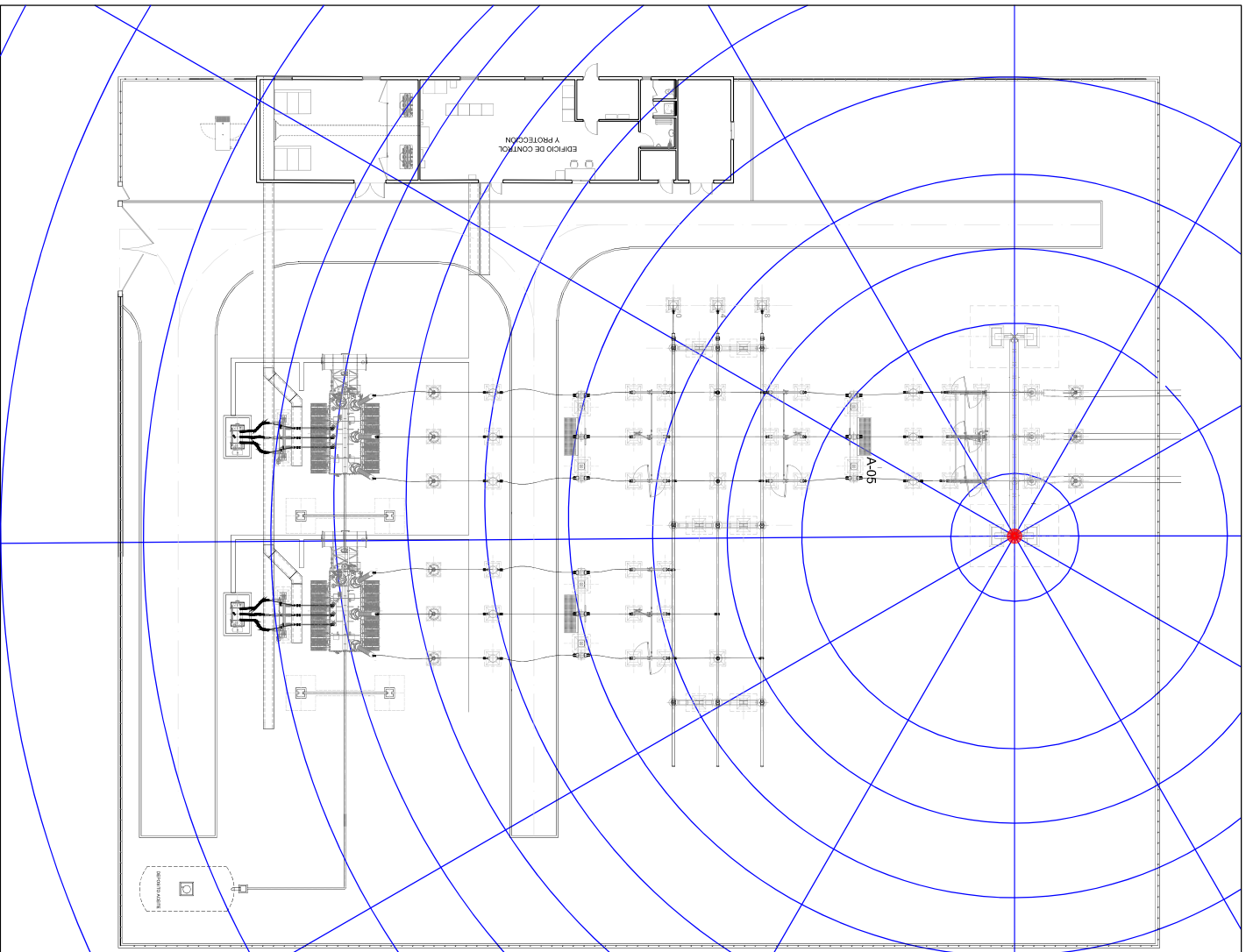
TRABAJO FIN DE GRADO - GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

NOMBRE DEL PLANO:

Detalle de elementos de Media Tensión

Plano 10

REALIZADO POR:	FIRMANDO:	ESCALA:	TAMAÑO:	PETICIONARIO:	FIRMANDO:
Sánchez Maldonado, Miguel Ángel	<i>M.S.Maldonado</i>	1:30	A3	D. Alejandro Rodríguez Gómez	JUNIO 2023



DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN COLECTOR DE 66/30 KV					Plano
TRABAJO FIN DE GRADO - GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES					11
NOMBRE DEL PLANO:					
Red de tierras superior utilizando una punta activa					
REALIZADO POR:	FIRMAO:	ESCALA:	TAMAÑO:	PETICIONARIO:	FIRMAO:
Sánchez Maldonado, Miguel Ángel	<i>M. S. Maldonado</i>	1:300	A3	D. Alejandro Rodríguez Gómez	JUNIO 2023



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



ANEXO III PRESUPUESTO

Contenido

- 1. Presupuesto:..... 3
- 2. Resumen del presupuesto..... 4

1. Presupuesto:

En el presente documento se realizará un pequeño presupuesto con los datos de la parte eléctrica y general del proyecto:

Subestación Colectora TFG Energy 66 / 30 kV					
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Coste unitario (€)	Coste total (€)
1	Suministro de equipos y materiales 66 kV				
	Transformador de potencia 66/30 kV 25 MVA, ONAN	Ud	2	500.000	1.000.000,00
	Sistema de embarrado y conexiones 66 kV	Ge	1	100.000	100.000
	Transformador de tensión 66 kV	Ud	6	6.500	39.000
	Transformador de intensidad 66 kV	Ud	15	9.000	135.000
	Interruptor tripolar 66 kV	Ud	6	45.000	270.000
	Autoválvula 66 kV	Ud	9	2.500	22.500
	Aislador C6-170	Ud	3	150	450
	Seccionador de línea tripolar 72,5 kV	Ud	12	9.500	114.000
	Seccionador de barra tripolar 72,5 kV	Ud	3	9.500	28.500
	Estructura metálica	Ge	1	40.000	40.000
	Subtotal:				1.749.450
2	Suministro de equipos y materiales 30 kV				
	Reactancia de P.A.T.	Ud	2	25.000	50.000
	Aislador C4-170	Ud	6	100	600
	Autoválvula 30 kV	Ud	6	1.500	9.000
	Seccionador 36 kV	ud	2	3.500	7.000
	Transformador de SS.AA.	Ud	2	10.000	20.000
	Grupo electrógeno diésel 250 kVA	Ud	1	40.0000	40.000
	Suministro y montaje de celda de posición de transformador de potencia, de aislamiento en SF6.	Ud	2	25.000	50.000
	Suministro y montaje de celda de transformador de SS.AA., con aislamiento SF6.	Ud	2	25.000	50.000
	Suministro y montaje de celda de línea de parque, de aislamiento en SF6.	Ud	2	10.000	20.000
	Suministro y montaje de celda de medida, de aislamiento en SF6.	Ud	2	10.000	20.000
	Subtotal:				266.000
3	SS.AA., Paneles de control, protección y medida				
	Armario de protección de transformador UCP	ud	3	35.000	105.000
	Armario Unidad Control Subestación (UCS)	ud	1	50.000	50.000
	Armario de protección de línea UCL	ud	1	45.000	45.000
	Armario de medida	ud	2	6.500	13.000
	Armarios de SSAA	ud	2	23.000	46.000
	Armario telecontrol	Ud	1	10.000	10.000
	Cajas de centralizaciones e interconexiones	Ud	1	50.000	50.000
	Sistema de control y protección	Ud	1	125.000	125.000
	Baterías y equipos de rectificador-batería de 125V	Ud	2	15.000	30.000
	Cables de control y scada	Gen	1	27.000	27.000
	Subtotal:				501.000

Subestación Colectora TFG Energy 66 / 30 kV					
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Coste unitario (€)	Coste total (€)
4.	Sistema de puesta a tierra				
	Sistema de puesta a tierra enterrada, con un conductor de cobre de 95 mm2 de sección. Incluimos las picas, grapas, etc	Gen	1	20.000	20.000
	Sistema de puesta a tierra superior, con conductor de cobre, incluyendo los soportes, grapas, pararrayos activo, etc	Gen	1	7.000	7.000
	Subtotal				27.000€
PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL					2.543.450,00€
GASTOS GENERALES (9%)					228.910,00€
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)					152.607,00€
PRESUPUESTO TOTAL DE CONTRATA					2.924.967,50€

2. Resumen del presupuesto

Subestación Colectora TFG Energy 66 / 30 kV		
Ítem	Descripción	Coste total (€)
1	Suministro de equipos y materiales 66 kV	1.749.450
2	Suministro de equipos y materiales 30 kV	266.000
3	SS.AA., Paneles de control, protección y medida	501.000
4	Sistema de puesta a tierra	27.000
PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL		2.543.450,00
GASTOS GENERALES (9%)		228.910.50
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)		152.607,00
PRESUPUESTO TOTAL DE CONTRATA		2.924.967,50€

El presupuesto de ejecución por contrata del presente proyecto eléctrico asciende a la cantidad de **dos millones novecientos veinte y cuatro mil novecientos sesenta y siete euros con cincuenta céntimas (€)**