



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA (ICAI)

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN 220 KV EN LA RED DE TRANSPORTE ESPAÑOLA PARA LA EVACUACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.

AUTOR: ARTURO CUARTERO GARCÍA

DIRECTOR: MATÍAS JUAN SÁNCHEZ MINGARRO

MADRID

SEPTIEMBRE 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Arturo Cuartero García

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Arturo Cuartero García SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN 220 KV EN LA RED DE TRANSPORTE ESPAÑOLA PARA LA EVACUACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.

que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.

- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 18 de Septiembre de 2019

ACEPTA

Fdo

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and lines, positioned below the text 'Fdo'.

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título : Subestación eléctrica de alta tensión 220 kV en la Red de Transporte Española para la evacuación de energía eólica.

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2018-2019 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Arturo Cuartero García Fecha: 17/ 09/ 2019



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Matias Juan Sánchez Mingarro

Visto Bueno (V^ºB^º)
del director



28/09/2019

AGRADECIMIENTOS

Agradecer la ayuda a mi director, Matías Juan Sánchez Mingarro, por su dirección y constancia durante la realización de este trabajo, además de haberme introducido en un mundo apasionante y complicado como es el del gestión y operación del Sistema Eléctrico Español.

A todos los profesores de la escuela, en especial a los de la rama eléctrica, por su pasión en el mundo de la enseñanza y su labor diaria.

A mi familia por haberme brindado la oportunidad de estudiar en ICAI.

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN 220 KV EN LA RED DE TRANSPORTE ESPAÑOLA PARA LA EVACUACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.

Autor: Arturo Cuartero García.

Director: Matías Juan Sánchez Mingarro.

RESUMEN DEL PROYECTO:

Introducción:

Las subestaciones de alta tensión constituyen los nudos en la Red de Transporte peninsular. Desde ellas se realiza el conexionado de las líneas de alta tensión que reparten energía por toda la península. Además, se trata de un sistema de operación para el manejo de flujos de carga del sistema eléctrico.

Para conectar generación eléctrica al sistema de transporte se requiere la conexión a este por medio de un nudo, el cual puede resultar una subestación ya existente con posiciones de reserva a las que conectarse, o la implementación de una nueva como es el caso de este proyecto.

Definición del proyecto:

El proyecto consiste en la implementación de una nueva subestación de alta tensión (220 kV) doble barra a intemperie con cuatro posiciones de línea, en la red de transporte peninsular, operada por Red Eléctrica de España. Para ello se ha perseguido la consecución de la tramitación oficial para la ejecución de la subestación. Se ha buscado el cumplimiento de todas las características requeridas por Red Eléctrica de España ("REE") así como la consecución de todos los permisos y licencias necesarias. Para ello, este proyecto respeta rigurosamente el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión redactado por el Boletín Oficial del Estado ("BOE") sin escatimar en recursos, aunque buscando el mejor presupuesto posible.

Este proyecto visualiza la futura creación de parques eólicos en la provincia de Cáceres, los cuales necesitarán conexión a la Red de Transporte. Además, aprovecha el proyecto de una nueva línea de alta tensión (220 kV) en trámite, que conecta el nudo de Jose María de Oriol con la subestación de los Arenales (provincia de Cáceres), para el diseño de un nuevo nudo que queda como punto intermedio de dicha línea. Por lo tanto, desde la subestación parte una línea hacia J.M. de Oriol y otra hacia los Arenales. No solo contribuye a la evacuación de energía a la red, sino que además se mejora el escaso mallado actual en Cáceres aumentando la fiabilidad y operación del sistema en dicha zona.

Procedimiento:

Para la ejecución del proyecto se ha empezado analizando los datos de partida. Se necesitaba un punto de conexión a la red de transporte para la evacuación de energía proveniente en parques eólicos en Cáceres. Para ello se han analizado las redes adyacentes y los terrenos dispuestos. Se ha escogido Navas del Madroño por ser un punto intermedio en la línea de los arenales además de que la zona presenta escaso mallado. Posteriormente se han realizado las hipótesis de diseño a efectos de cortocircuito incluyendo tensión (220 kV), a efectos de terreno para la red de tierras y a efectos de condiciones medioambientales. Una vez se ha comprobado la pertinencia para ejecución de la subestación (se respetan condiciones ambientales límite por la norma y el terreno es apto) se ha

escogido el tipo de configuración y tecnología (En nuestro caso doble barra y tecnología de aislamiento en aire.), y se traza un esquema unifilar de la subestación que es de gran ayuda a la hora de visualizarla y conocer los elementos que la formarán.

A continuación, se han escogido tipos de embarrado y se han definido distancias para vanos, alturas y la propia distancia entre fases. Dichas elecciones se han respaldado con los cálculos realizados, que parten de los datos a efectos de cortocircuito: tensión, tiempo de despeje e intensidad máxima de cortocircuito. Luego de ello, se ha escogido la aparamenta requerida para la operación de la subestación, en base también a los datos a efecto de cortocircuito. Se han ejecutado los planos requeridos para una correcta visualización de la propia subestación y comprobación de que todos los equipos y aparamenta encajan con la configuración (planta trifilar y secciones). Se han completado los cálculos requeridos para una verificación de la instalación como es la red de tierras.

Una vez se ha tenido el propio diseño de la instalación eléctrica en sí, se ha comenzado a realizar el diseño de la obra civil, edificaciones y sistemas secundarios según los requerimientos de la subestación. Esto incluye entre sus líneas los servicios de comunicaciones, servicios auxiliares, servicios de protección, edificaciones, cimientos, canalizaciones, movimiento de tierras y accesos. Después, se han completado los planos incluyendo en la planta trifilar todo lo referido a obra civil como viales, edificaciones, vallados y accesos, y por otro lado se ha trazado el plano de tierras inferiores, así como el plano del edificio de control.

HIGH VOLTAGE SUBSTATION 220 KV IN THE SPANISH TRANSMISSION GRID FOR WIND POWER EVACUATION.

Author: Cuartero García, Arturo.

Director: Sánchez Mingarro, Matías.

ABSTRACT:

Introduction:

High voltage substations compose the nodes in the Spanish Transmission Grid. From them, the connection of high-voltage power lines that distribute energy throughout the peninsula are done. Moreover, it concerns the operation system which handles load flows operations. The connection of generation to the transmission grid requires a node which can result in an existing substation with reserve positions to connect to, or the implementation of a new one, as in the case of this project.

Definition of the project:

The project concerns the implementation of a new high-voltage substation (220 kV) outdoors double bar with four-line positions in the peninsular transmission grid, operated by Red Eléctrica de España. For this, the official process achievement for the execution of the substation has been pursued. Furthermore, the fulfilment of all the characteristics required by Red Eléctrica de España (REE) as well as the accomplishment of all necessary permits and licenses have been pursued. In order to achieve this aim, the project rigorously respects the Regulation of High Voltage Electrical Installations written by the Official State Gazette, without skimping on resources yet seeking the best possible budget.

This project visualizes the future creation of wind farms in the province of Caceres, which will need connection to the transmission grid. Additionally, it takes advantage of the project of a new high-voltage line (220 kV) in process which connects the Jose María de Oriol node with the Arenales substation (province of Caceres), for the design of a new node that remains as an intermediate point of the previously mentioned line. Therefore, a line starts from the substation to J.M de Oriol and another towards Arenales. Not only it contributes to the energy evacuation to the network, but it also improves the current low mesh in Caceres, increasing the reliability and operation of the system in the area.

Procedure:

In order to execute the project, primarily the starting data was analysed. A connection point to the transport grid was needed for the evacuation of energy from wind farms in Caceres. Therefore, the adjacent electric grids and the disposed land have been evaluated. Navas del Madroño has been chosen given that it is an intermediate point in the Arenales line. Moreover, the area has limited mesh. Subsequently, the design's hypothesis has been made for short-circuit effects which include voltage (220 kV), for land effects for the land grid and keeping in mind environmental conditions. Once the relevance for substation execution has been verified (environmental conditions are respected by the standard and the terrain is suitable) the type of configuration and technology has been chosen (in our case double bar and air insulation technology.) , and a single-line scheme of the substation is drawn up, which is very helpful when visualizing it and knowing the elements that will form it.

Subsequently, busbar types have been chosen and distances for openings, heights and the distance between phases have been defined. These choices have been backed up with the calculations made, which are based on the data for short circuit purposes: voltage, clearance time and maximum short circuit intensity. Consecutively, the switchgear required for the operation of the substation has been chosen, also based on the data for short circuit. The blueprints required for a correct visualization of the substation itself (three-phase plant and sections) have been executed. Those ease the verification that all the equipment and switchgear fit in the configuration. The calculations required for the verification of the installation such as the land network have been completed.

Once the design of the electric installation itself had been carried out, the civil works design has been executed; buildings and secondary systems according to the requirements of the substation. This includes the communications services, auxiliary services, protection services, buildings, foundations, pipelines, earthworks and access. Finally, the blueprints have been completed including in the three-phase plant everything related to civil works; such as roads, buildings, fences and accesses, and on the other hand the lower ground blueprint has been drawn up, as well as the control building plan.



SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN 220 KV EN LA RED DE TRANSPORTE ESPAÑOLA
PARA LA EVACUACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.

CONTENIDO:

- DOCUMENTO 1, MEMORIA:

- DOCUMENTO 2, CÁLCULOS:

- DOCUMENTO 3, PLANOS:

- DOCUMENTO 4, ANEJOS:

- DOCUMENTO 5, PRESUPUESTO:

DOCUMENTO 1, MEMORIA

MEMORIA

ÍNDICE

1.	GENERALIDADES.....	19
1.1	OBJETO DEL PROYECTO.....	19
1.2	ALCANCE.....	19
1.3	ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	19
1.4	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	19
1.5	NORMATIVA APLICADA.....	20
2.	HIPÓTESIS DE DISEÑO.....	20
2.1.	DATOS A EFECTO DE CORTOCIRCUITO.....	20
2.2.	DATOS A EFECTOS DE RED DE TIERRAS.....	20
2.3.	CONDICIONES AMBIENTALES.....	21
	Las condiciones ambientales del emplazamiento son las siguientes:	21
	- La altura media sobre el nivel del mar se contempla en 449 m. Respeta lo establecido en la norma que impone una altura máxima respecto al nivel del mar de 1000 m.....	21
3.	DESCRIPCIÓN, IMPLEMENTACIÓN Y TECNOLOGÍAS.....	21
3.1.	CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	21
3.2.	DISPOSICIÓN GENERAL DE POSICIONES EN EL PARQUE.....	22
	Posición 1: Acoplamiento	22
3.3.	TECNOLOGÍA DE LA SUBESTACIÓN:	22
3.4.	MAGNITUDES ELÉCTRICAS:	22
3.5.	DISTANCIAS:	23
3.6.	DISPOSICIÓN Y TIPOS DE EMBARRADO.....	24
3.6.1.	EMBARRADOS PRINCIPALES.....	24
3.6.2.	EMBARRADOS SECUNDARIOS.....	25
3.6.3.	EMBARRADOS TENDIDOS.....	26
3.7.	CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA.....	26
3.7.1.	INTERRUPTORES DE POTENCIA.....	26
3.7.2.	SECCIONADORES DE BARRAS.....	27
3.7.3.	SECCIONADORES ROTATIVOS.....	28
3.7.4.	TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD.....	29
3.7.5.	TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS.....	29
3.7.6.	AUTOVÁLVULAS.....	30
3.7.7.	AISLADORES SOPORTE.....	30

3.8.	RED DE TIERRAS.....	31
3.8.1.	RED DE TIERRAS INFERIORES.....	31
3.8.2.	RED DE TIERRAS SUPERIORES.....	31
4.	SISTEMAS SECUNDARIOS	31
4.1.	SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.....	32
4.1.1.	SISTEMA DE CONTROL.....	32
4.1.2.	SISTEMA DE PROTECCIÓN	32
4.1.2.1.	PROTECCIONES DE LÍNEA.	32
4.1.2.2.	PROTECCIÓN DE BARRAS	32
4.1.2.3.	PROTECCIÓN DE INTERRUPTOR	32
4.1.2.4.	PROTECCIÓN DE ACOPLAMIENTO.....	33
4.2.	SERVICIOS AUXILIARES	33
4.2.1.	SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA.....	33
4.2.2.	SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA.....	33
4.3.	SISTEMAS DE TELECOMUNICACIÓN.....	34
5.	ESTRUCTURAS METÁLICAS.....	35
6.	OBRA CIVIL Y EDIFICACIÓN.....	35
6.1.	MOVIMIENTOS DE TIERRAS.....	35
6.2.	DRENAJES Y SANEAMIENTOS.	35
6.3.	CIMENTACIONES.	35
6.4.	ACCESOS.....	36
6.5.	EDIFICIO DE MANDO Y CONTROL.....	36
6.6.	CASSETAS DE RELÉS.....	36
6.7.	CERRAMIENTO.....	36
7.	INSTALACIÓN DE ALUMBRADO Y FUERZA.	37
7.1.	ALUMBRADO.	37

1. GENERALIDADES.

1.1 OBJETO DEL PROYECTO.

El objeto del proyecto es la tramitación oficial para la ejecución de la subestación de alta tensión (220KV) para la evacuación de energía eólica en el municipio de Navas del Madroño, Extremadura y mejorar el mallado en dicha provincia. Se ha buscado el cumplimiento de todas las características requeridas por Red Eléctrica de España ("REE") así como la consecución de todos los permisos y licencias necesarias. Para ello, este proyecto respeta rigurosamente el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión redactado por el Boletín Oficial del Estado ("BOE") sin escatimar en recursos, aunque buscando el mejor presupuesto posible.

Se tendrán en cuenta los siguientes datos de partida: necesidades del sistema, requerimientos del transportista, solicitudes de acceso de otros agentes a la red de transporte, condiciones medioambientales, datos de la red de transporte adyacente e informe de los terrenos preseleccionados.

1.2 ALCANCE.

El proyecto incluye entre sus líneas la configuración, selección de la aparamenta y su tecnología, emplazamiento, accesos, implantación, cálculo de embarrados, efecto corona, red de tierras, obra civil, edificaciones, montaje electromecánico, estructuras, diseño de los sistemas de protección, comunicaciones, servicios auxiliares y control, planificación del proyecto y presupuesto.

1.3 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN.

Los antecedentes engloban la necesidad de la evacuación de energía eólica. Esto es debido a los proyectos de parques eólicos propuestos en la provincia de Cáceres, los cuales están siendo tramitados por la Junta de Extremadura. Como por ejemplo el parque eólico "El Peral".

El proyecto se plantea sobre otro en trámite, el cual es una nueva línea de transporte 220 kV que une el nudo de "J.M. de Oriol" con la futura estación al sur de Cáceres denominada "Los Arenales". La nueva subestación se plantea como un nuevo nodo que se dispone como entrada-salida de la línea anteriormente comentada, por lo que la línea quedaría dividida en dos. La subestación se sitúa al sur del municipio de Navas del Madroño, punto más o menos equidistante entre J.M. de Oriol y Los Arenales. Su función será la de evacuar energía eólica a la red, proveniente de parques eólicos, además de mejorar el margen de operación de la red de transporte en dicha zona.

1.4 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.

La subestación se localiza al sur del Municipio de Navas del Madroño, Cáceres, Extremadura. Se sitúa en la parcela con coordenadas 39°36'32.2"N 6°39'45.8"W donde el perímetro de la subestación abarcará 1,05 hectáreas.



Imagen 1: imagen satélite de la localización geográfica de la subestación.

1.5 NORMATIVA APLICADA

Para el desarrollo del diseño de la nueva subestación se han seguido rigurosamente los requisitos expuestos en Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, ITC-RAT. Además, se han consultado las normas UNE, IEC, e IEE. Dichas normas se irán nombrando según se vayan aplicando a lo largo del proyecto.

2. HIPÓTESIS DE DISEÑO.

2.1. DATOS A EFECTO DE CORTOCIRCUITO.

Tras un análisis del documento: *“Informe Anual de la Evolución de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular Español en el año 2017”* se observa que la corriente de cortocircuito trifásico prevista para el horizonte en la zona no llega a 10 kA tomando como referencia el Cáceres, nudo cercano y del mismo voltaje que la subestación planteada. Aun así, para permitir evoluciones en el sistema eléctrico peninsular sin interferir en la subestación se escogen los siguientes valores de diseño.

- I_{cc3} (simétrica) = 20KA
- R/X (sistema)= 0,07
- Duración de cortocircuito= 0,5s

2.2. DATOS A EFECTOS DE RED DE TIERRAS.

Se ha encargado un estudio geotécnico al Instituto Geológico y Minero de España. En los resultados se recoge un terreno estratificado formado por capas graníticas y pizarrosas. La resistividad natural del suelo resulta de $300 \Omega \cdot m$.

2.3. CONDICIONES AMBIENTALES.

Las condiciones ambientales del emplazamiento son las siguientes:

- La altura media sobre el nivel del mar se contempla en 449 m. Respeta lo establecido en la norma que impone una altura máxima respecto al nivel del mar de 1000 m.
- El clima en Navas del Madroño es mediterráneo seco. Durante el transcurso del año, la temperatura varía generalmente de $1^{\circ}C$ a $33^{\circ}C$ y rara vez baja de $-4^{\circ}C$ o sube de $38^{\circ}C$. Se respetan los valores límites impuestos en la norma de $(-10^{\circ}C, 40^{\circ}C)$.
- El nivel de contaminación ambiental es bajo según ITC-LAT-07 al no estar en ningún foco industrial, ni en una conglomeración de edificaciones civiles como ciudades. Se considera zona agrícola.
- Para el cálculo de sobrecarga debida al viento se ha considerado este horizontal con velocidades máximas de 140 km/h.
- Según RLAT se considera zona A debido a que la altura media sobre el nivel del mar es menor de 500 m.
- La humedad relativa se encuentran muy por debajo de lo establecido como límite en la norma (95%), por lo que no interfiere en el diseño de la propia subestación.
- Respecto a las acciones sísmicas, la norma NCSR-02 contempla la necesidad de su aplicación en construcciones de especial importancia, cuando la aceleración sísmica básica sea superior o igual a $0,04 g$, siendo en Navas del Madroño menor de $0,04 g$ por lo que no se tendrán en cuenta estas acciones sísmicas.

3. DESCRIPCIÓN, IMPLEMENTACIÓN Y TECNOLOGÍAS.

3.1. CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.

La elección de la configuración de la subestación se basa en un análisis de seguridad, requerimientos, fiabilidad, versatilidad y costes de inversión.

Se ha decidido una configuración doble barra. Totalmente suficiente para los requerimientos de la subestación a 220 kV. No es necesario ninguna configuración más compleja, como la de interruptor y medio, debido a que el aumento de coste de inversión que supondría sería inconveniente. Además, las estadísticas advierten que dicha configuración es la más utilizada por R.E.E. en 220 kV en la red de transporte.

Dicha configuración emplea dos barras principales y cada posición posee dos seccionadores de barras. Un interruptor de acoplamiento conecta las dos barras y cuando está cerrado permite transferir un circuito de una barra a otra. Todos los circuitos pueden funcionar con la barra principal o la mitad de ellos desde cualquier barra. En caso de falta en barra o interruptor, dicha barra y las

posiciones conectadas a la misma quedan fuera de servicio. El funcionamiento de dicha configuración se entenderá mejor una vez se observe el esquema unifilar simplificado adjunto en el documento de planos.

3.2. DISPOSICIÓN GENERAL DE POSICIONES EN EL PARQUE.

Posición 1: Acoplamiento

Posición 2: Conexión línea hacia JM de Oriol **(L1)**

Posición 3: Conexión línea hacia Los Arenales **(L2)**

Posición 4: Conexión línea evacuación agrupación de parques eólicos **(G1)**

Posición 5: Conexión línea evacuación agrupación de parques eólicos **(G2)**

Posición 6: Reserva **(R1)**

Posición 7: Reserva **(R2)**

Se equiparán inicialmente 5 posiciones correspondientes a una calle cada una.

3.3. TECNOLOGÍA DE LA SUBESTACIÓN:

Se opta por implementar tecnología convencional aislada en aire AIS (Air Insulated System). En dicha tecnología los embarrados y aparamenta se montan aprovechando el aire como medio aislante entre conductores desnudos. En este caso, como los equipos se implementan a la intemperie. Al conjunto se le denomina parque.

Dicha elección se basa analizando tanto el coste de inversión, social y de imagen además de posibles daños generados por condiciones climáticas extremas. Resulta la tecnología más barata, pero la que más espacio requiere. Al estar situada en un terreno con poco valor económico, alejada de cualquier centro de población donde la imagen y la opinión social poco influye y donde las condiciones ambientales no son extremas resulta la elección óptima.

3.4. MAGNITUDES ELÉCTRICAS:

- Tensión nominal	220 kV
- Tensión más elevada para el material	245 kV
- Neutro	Rígido a tierra
- Intensidad de cortocircuito (Valor eficaz).	20 kA
- Tiempo de extinción de falta	0,5''
- Línea de fuga mínima para aisladores	
- Nivel de aislamiento:	
Tensión soportada ante impulso tipo maniobra (kV cresta).	460 kV
Tensión soportada ante impulso tipo rayo (kV cresta).	1050 kV

- Línea de fuga mínima para aisladores 31 mm/kV

3.5. DISTANCIAS:

A continuación, se detallan las distancias mínimas que se deben mantener en la instalación proyectada. Para ello se tendrá en cuenta lo que se especifica en la Instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT-12.

Para conductores rígidos:

- Distancia fase-tierra:

Conductor-estructura:	1900mm
Punta-estructura:	2400mm
- Distancia fase-fase:

Conductor-conductor:	2100mm
Punta-conductor:	2100mm

Para conductores tendidos:

Este tipo de conductores serán sometidos bajo ciertas condiciones de defecto a movimientos de gran amplitud. Por lo que, durante algunos instantes, los conductores de fase se aproximan hasta unas distancias inferiores a las normalizadas.

Por consiguiente, es posible considerar unas distancias mínimas temporales de aislamiento inferiores a las normalizadas ya que debe tenerse en cuenta que:

- Los tipos de sobretensiones a considerar son reducidos y solo deben considerarse aquellas que pudieran ser simultáneas al propio defecto de cortocircuito en el momento en el que los conductores se aproximan. No es por consiguiente considerar sobretensiones de tipo atmosférico debido a que es altamente improbable que coincidan con un cortocircuito entre fases.
- Por otro lado, la longitud de vano que experimenta la reducción de la distancia de aislamiento es pequeña, y su duración es muy reducida, de forma que la posibilidad de fallo se hace mínima. En este sentido, hay que tener en cuenta que, en el caso de conductores rígidos se elimina la posibilidad de una falta producida por el movimiento de los conductores tras una falta en las salidas de la línea.

Basándose en lo anterior, se adoptan las siguientes distancias de aislamiento temporal en conexiones tendidas:

- Conductor-estructura: 1100 mm
- Conductor-conductor: 1100 mm

Para la determinación de este tipo de distancias se han tenido los siguientes criterios básicos de implantación:

- Las distancias serán tales que permitan el paso del personal y herramientas por todos los puntos del parque de intemperie bajo los elementos en tensión sin riesgo alguno.
- Deberán permitir el paso de vehículos de transporte y de elevación necesarios para el mantenimiento o manipulación de elementos y calles en descargo, bajo el criterio de gálibos estipulados.

No se han tenido en cuenta las exigencias que se deriven de la realización de trabajos de conservación bajo tensión. En estos casos será necesario aumentar las distancias entre fases con respecto a la disposición física preestablecida, con lo que el resto de los condicionales se cumplirá con un margen mayor.

Al considerar todo lo anterior, y de acuerdo con lo que se indica, se establecerán las siguientes distancias:

- Entre ejes de aparellaje	4000 mm
- Entre ejes de conductores tendidos	4000 mm
- Anchura de calle	13500 mm
- Altura de embarrados de interconexión entre aparatos	6000 mm
- Altura de embarrados principales altos	10500 mm
- Altura de tendidos altos	15000 mm

Las distancias adoptadas son muy superiores a la exigida en la norma.

Con respecto a la altura de las partes en tensión sobre viales y zonas de servicio accesibles al personal, la MIE-RAT 15, prescribe una altura mínima de 2,3 m a zócalo de aparatos, lo que se garantizará con la estructura soporte del aparellaje.

3.6. DISPOSICIÓN Y TIPOS DE EMBARRADO

Los embarrados abarcan el conjunto de tubos o conductores que se usan para conectar los diferentes elementos de la subestación, así como la aparamenta.

Los conductores estarán dispuestos en los siguientes niveles:

3.6.1. EMBARRADOS PRINCIPALES.

Son tubos de aluminio huecos que conforman las barras principales de la subestación. Se han dispuesto a 10,5 m de altura en configuración apoyada sobre aisladores soporte.

La aleación escogida y sus características son las siguientes:

Aleación:	E-ALMgSO,5 F22
Diámetro exterior (D) e interior (d):	150/134 mm
Espesor de la pared (e):	8mm
Peso propio unitario (Ppt):	9,63 kg/m
Sección (A):	3.569mm ²
Carga de rotura del material (a_R):	195 N/mm ²
Momento de inercia (J):	902 cm ⁴
Módulo resistente (W):	120 cm ³

Módulo de elasticidad (Young) (E):	70.000 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo del material (R _{p02}):	160 N/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal (s):	0,023 mm/m°C
Intensidad máxima:	3.250 A

3.6.2. EMBARRADOS SECUNDARIOS.

Son tubos huecos de aleación, principalmente de aluminio, que se usan como unión entre la aparatenta de la subestación. Se dispondrán a 6 m de altura.

La aleación escogida y sus características son las siguientes:

Aleación:	E-ALMgSO,5 F22
Diámetro exterior (D) e interior (d):	100/88 mm
Espesor de la pared (e):	6 mm
Peso propio unitario (Ppt):	4,78 kg/m
Sección (A):	1.772 mm ²
Carga de rotura del material (a _R):	195 N/mm ²
Momento de inercia (J):	196 cm ⁴
Módulo resistente (W):	39,3 cm ³
Módulo de elasticidad (Young) (E):	70.000 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo del material (R _{p02}):	160 N/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal (s):	0,023 mm/m°C
Intensidad máxima:	2.040 A

Tanto los embarrados principales como los secundarios no podrán ser soldados en ningún punto o tramo por lo que deben ser conformados y cortados en fábrica, aunque el doblado y curvado se suele realizar en obra al igual que el montaje y la limpieza.

Si en algún momento la dirección de obra decidiese la soldadura de estos tubos por cualquier motivo o imprevisto estas se realizarían en secciones en las cuales el momento sea mínimo y el procedimiento será TIG o MIG con junta soldada en Y. El material de aportación sería S-ALSi₅.

La dirección de obra se reserva el derecho de rechazar todas aquellas formas que considere defectuosas o que a su juicio presenten grietas golpes o deformaciones por pequeñas que estas sean.

En todos los tramos superiores a 6 m se ha previsto la instalación en el interior de la tubería de cables de amortiguación. Estos serán del mismo tipo y características indicadas para los embarrados en cable en formación simple

3.6.3. EMBARRADOS TENDIDOS.

Son conductores flexibles que llevan a cabo las funciones de interconexión. Se dispondrán a 15 m de altura.

Flecha máxima:	3% (1,15m)
Tipo de conductor:	Dúplex RAIL (ns=2)
Diámetro del conductor:	29,61mm
Sección del conductor:	516,8mm ²
Peso propio del conductor:	1,6 kg/m
Módulo de elasticidad:	E=61.000 N/mm ²
Rigidez de los soportes (S):	7,5*104 N/m
Tensión máxima:	1500 kg a -5°C con viento, 706 kg a 50°C

El amarre de las conexiones tendidas a los pórticos se realiza mediante doble cadena de aisladores de vidrio y contemplada con piccería adecuada.

La unión entre conductores y entre estos con la aparamenta se realizará mediante piezas de conexión provistas de tornillos de diseño embutido, y fabricadas mediante la técnica de la masa anódica.

En el documento adjunto 2 denominado "CÁLCULOS" se justifica la elección de dichos embarrados.

3.7. CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA.

Se detalla a continuación la aparamenta que se instalará en la subestación, toda ella con el nivel de aislamiento definido anteriormente. Los aisladores son de línea de fuga de 31 mm/kV, referida a la tensión nominal más elevada para el material de 245 kV.

3.7.1. INTERRUPTORES DE POTENCIA

Los interruptores de potencia son los encargados de maniobrar en el circuito eléctrico. Es decir, se encargan de mantener la corriente de servicio o de interrumpirla en condiciones de falta, donde la aparamenta resulta vulnerable a ciertos aumentos accidentales de intensidad.

Se instalan 5 interruptores de potencia trifásicos con ruptura en SF6 que cumplen con lo establecido en ITC-RAT-06. Su tensión más elevada debe ser de 245 kV y su intensidad máxima de apertura 20 kA como mínimo.

Se escoge el modelo HPL 245B1 con operación monopolar de ABB:

- Tensión nominal Un: 245 kV
- Frecuencia nominal: 50 Hz

- Nivel de aislamiento:

a) Tensión soportada a nivel industrial:

- A tierra y entre fases: 460 kV

- A través de polo abierto: 460 kV

b) Tensión soportada a impulsos tipo rayo:

- A tierra y entre fases: 1050 kV

- A través de polo abierto: 1050 kV

c) Tensión soportada a impulsos tipo maniobra:

- A tierra y entre fases: -

- A través de polo abierto: -

- Corriente nominal de servicio: 4 kA

- Corriente admisible de corta duración: 63 kA

- Tiempo de corte: 33 ms

- Secuencia de operación nominal: O-0,3 s-CO-3 min-CO o CO-15 s-CO

Al ser de acción monopolar cada interruptor trifásico tiene 3 mecanismos de operación, uno por cada fase.

3.7.2. SECCIONADORES DE BARRAS.

Su finalidad es establecer una distancia física y apreciable a la vista de unión entre embarrados principales y secundarios para que a la hora de realizar cualquier trabajo en dichos embarrados el operario vea con claridad que el circuito está abierto. Los circuitos que deba interrumpir el seccionador deben hallarse libres de corriente, o lo que es lo mismo, el seccionador debe de maniobrase en vacío.

Al igual que los interruptores, los seccionadores deberán cumplir lo exigido en la ITC-RAT-06 cuya tensión más elevada sea de 245 kV y su intensidad límite térmica sea 20 kA como mínimo. Deberán ser de tipo pantógrafo para establecer conexión vertical entre el embarrado primario y el secundario.

Se instalan 10 seccionadores trifásicos de tipo pantógrafo modelo GW54 252 de ABB:

- Tensión nominal Un: 252 kV

- Frecuencia nominal: 50 Hz

- Nivel de aislamiento:

a) Tensión soportada a nivel industrial:

- A tierra y entre fases: 460 kV

- A través de polo abierto: 530 kV

b) Tensión soportada a impulsos tipo rayo:

- A tierra y entre fases: 1050 kV

- A través de polo abierto: 1200 kV

c) Tensión soportada a impulsos tipo maniobra:

- A tierra y entre fases: -

- A través de polo abierto: -

- Corriente nominal de servicio: 4 kA

. Corriente admisible de corta duración: 50 kA

3.7.3. SECCIONADORES ROTATIVOS.

Su finalidad es establecer una distancia física y apreciable a la vista de unión entre distintas partes del embarrado secundario. Deben cumplir lo exigido en la ITC-RAT-06 cuya tensión más elevada sea de 245 kV y su intensidad límite térmica sea 20 kA como mínimo. Deben ser de tipo rotativo para establecer conexión horizontal entre embarrados secundarios.

Se instalan 4 seccionadores horizontales de tipo triple columna giratorios modelo GW56 245:

- Tensión nominal Un: 245 kV

- Frecuencia nominal: 50 Hz

- Nivel de aislamiento:

a) Tensión soportada a nivel industrial:

- A tierra y entre fases: 460 kV

- A través de polo abierto: 530 kV

b) Tensión soportada a impulsos tipo rayo:

- A tierra y entre fases: 1050 kV

- A través de polo abierto: 1200 kV

c) Tensión soportada a impulsos tipo maniobra:

- A tierra y entre fases: -

- A través de polo abierto: -

- Corriente nominal de servicio: 3150 A

. Corriente admisible de corta duración: 50 kA

3.7.4. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD.

Son los transformadores que se encargan de transformar los valores de intensidad a unos valores adecuados a los equipos de medida, protección y control. Se dispone de uno en cada fase de salida de línea más otro por cada fase en el acoplamiento entre barras.

Deben cumplir con lo establecido en la ITC-RAT 08 cuya tensión más elevada sea de 245kV y su intensidad límite térmica mayor o igual de 20 kA.

Se instalan 15 transformadores de intensidad de medida monofásicos CA-245 de Artech:

- Tensión nominal Un: 245 kV
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Aislamiento: Papel-aceite.
- Nivel de aislamiento:
 - a) Tensión de ensayo a nivel industrial: 395-460 kV
 - b) Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 950-1050 kV
 - c) Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: -
- Corriente nominal de servicio: hasta 5000 A
- Corriente admisible de corta duración: 120 kA hasta 1 s

3.7.5. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS.

Son transformadores destinados a alimentar instrumentos de medida, contadores, relés y otros aparatos análogos. Se dispone de un juego de tres transformadores por salida de línea, más otro juego de tres en cada barra

Deben cumplir con lo establecido en la ITC-RAT 08 cuya tensión más elevada sea de 245kV y su intensidad límite térmica mayor o igual de 20 kA.

En total se instalan 18 transformadores de tensión capacitivos monofásicos DFK-245 de Artech:

- Tensión nominal Un: 245 kV
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Aislamiento: Papel-aceite.
- Nivel de aislamiento:
 - a) Tensión de ensayo a nivel industrial: 395-460 kV
 - b) Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 950-1050 kV
 - c) Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: -

- Capacidad estándar (pF): 5800
- Alta capacidad (pF): 11000

3.7.6. AUTOVÁLVULAS.

Son dispositivos destinados a absorber las sobretensiones de alta frecuencia producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que descargarían sobre los aisladores, perforando el aislamiento y ocasionando interrupciones, desperfectos en transformadores o generadores, etc.

Se hallan permanentemente conectados entre cada fase y tierra. Deben cumplir lo exigido en la norma UNE 21087

Se instalan 12 autoválvulas monofásicas modelo Exlim Q D de ABB:

- Tensión nominal: 180 kV
- Tensión de funcionamiento continuo: 144 kV
- Corriente de descarga nominal normalizada: 10 kA
- Clase 3
- Tensión residual: 423 kV
- Tipo de conexión del neutro: Rígido a tierra.
- Capacidad frente a sobretensiones temporales (TOV): 197 kV

3.7.7. AISLADORES SOPORTE.

Su finalidad es la de soportar los tubos de embarrados rígidos aportando aislamiento frente a tierra.

Cumplen lo que se expone en las normas IEC 60815 e IEC 60137.

En los tramos del vano A que corresponden a las barras principales de 220KV se instalan aisladores C 8 -1050 de Poinisa con las siguientes características mecánicas:

Carga de rotura a flexión:	8.000 N
Carga de rotura a torsión:	4.000 N
Altura del aislador:	2.300 mm
Altura de la pieza soporte:	170 mm

En los tramos del vano B que corresponden a las barras secundarias de 220KV se instalan aisladores C 6-1050 de Poinisa con las siguientes características mecánicas:

Carga de rotura a flexión:	6.000 N
----------------------------	---------

Carga de rotura a torsión:	3.000 N
Altura del aislador:	2.300 mm
Altura de la pieza soporte:	140 mm

3.8. RED DE TIERRAS.

3.8.1. RED DE TIERRAS INFERIORES.

Abarca cualquier armazón metálico enterrado bajo la subestación cuyo objetivo es dar salida a la derivación de las descargas atmosféricas captadas por la red de tierra superior.

Con el objetivo de conseguir niveles admisibles de tensiones de paso y de contacto, la subestación contará con una malla metálica enterrada formada por cable de cobre formando retículas que se extienden por todas las zonas ocupadas por las instalaciones, incluidas cimentaciones, edificio y cerramiento.

Se conectará a la red de tierras todo elemento metálico no sometido a tensión normalmente pero que pudiera estarlo como consecuencia de sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas. Estos elementos engloban, por ejemplo, la estructura metálica, las bases de aparellaje, los neutros de transformadores de medida, etc. Estas conexiones se fijarán a la estructura y carcasas de aparellaje mediante tornillos y grapas especiales que aseguren la conexión eléctrica. Para las uniones bajo tierra se hará uso de soldaduras aluminotérmicas de alto poder de fusión debido a sus altas cualidades frente a la corrosión galvánica.

En el documento 2 denominado "CÁLCULOS" se justifican los cálculos de este sistema, en el cual se sigue rigurosamente la norma establecida por la ITC-RAT 13.

El resultado concluye en una implantación de una malla de 10x10 m de conductor de cobre de 100 mm² de sección debido a que esta cumple con todos los requisitos.

3.8.2. RED DE TIERRAS SUPERIORES.

La red de tierras superiores engloba el conjunto de cables de guarda o puntas Franklin que protegen al personal y a los equipos de la subestación frente a descargas atmosféricas. Tanto los conductores como los pararrayos se unen a la malla de tierra de la instalación a través de la estructura metálica que los soporta, de forma que ese garantiza una unión eléctrica suficiente con la malla.

Con la red de tierras superiores se busca el apantallamiento de los embarrados y apartamentas, para que todas las descargas sean captadas por los cables de guarda y puntas Franklin y, posteriormente, desviadas a la malla de tierra por el camino de menor impedancia posible.

En el documento 2 denominado "CÁLCULOS" se justifican los cálculos de este sistema.

4. SISTEMAS SECUNDARIOS

4.1. SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

4.1.1. SISTEMA DE CONTROL.

El sistema de control es el conjunto de equipos cuya finalidad principal recalca en las tareas de supervisión, maniobras y control llevado a cabo por las labores diarias de los operadores. Esto engloba el control local de la subestación, comunicaciones, servicios auxiliares, etc.

El sistema de control estará compuesto por una unidad de control central, un puesto de operación duplicado y unidades locales distribuidas.

Cada unidad local estará asociada a una posición. Estas recogen información para el telecontrol y permiten la funcionalidad de control tales como el mando, alarmas y señalizaciones para la operación local de funcionamiento.

4.1.2. SISTEMA DE PROTECCIÓN

Los sistemas de protección engloban el conjunto de equipos eléctricos cuya misión es identificar un defecto o anomalía, realizar las actuaciones necesarias (desconexiones) para despejar el defecto dejando fuera de servicio la menor parte del sistema y en el menor tiempo posible a la vez que señalar el propio defecto detectado y las actuaciones necesarias.

En la subestación se implementarán protecciones de línea de transporte, de interruptor y de barras.

4.1.2.1. PROTECCIONES DE LÍNEA.

Se instalará tanto una protección primaria y otra redundante o duplicada por cada línea.

- Protección primaria.

Se utilizará el modelo P545 de SCHNEIDER que incorpora las siguientes funciones de protección: diferencial de línea (87L), función de distancia (21), función de sobreintensidad de neutro (67N), función de renganche (79), localizador de falta, oscilografía.

- Protección secundaria.

Se utilizará el modelo SEL 421 de SELINC que incorpora: función de distancia (21), función de sobreintensidad de neutro (67N), función de renganche (79), función de sobretensión de c.a. , localizador de falta, oscilografía.

4.1.2.2. PROTECCIÓN DE BARRAS

Para la protección de barras se instala en cada una el modelo SEL-487B de SELINC el cual proporciona una detección óptima de falla diferencial de barra de baja impedancia mediante el uso de protección de subciclo de alta velocidad, junto con una operación de alta seguridad para fallas externas.

4.1.2.3. PROTECCIÓN DE INTERRUPTOR

Para la protección de interruptores se instala el modelo SEL-451 de SELINC el cual cuenta con protección frente a fallo de interruptor (50S-62), función de cierre o arranque con tiempo de retraso (2), función de sincronismo (25), función de mínima tensión de c.a (27) y oscilografía.

4.1.2.4. PROTECCIÓN DE ACOPLAMIENTO

Para la protección del acoplamiento se emplea un relé con función de sincronismo (25), fallo interruptor (50S-62), función de cierre o arranque con tiempo de retraso (2), función de sincronismo (25), función de mínima tensión de c.a (27) y oscilografía. Se emplea el modelo SEL-451 de SELINC

4.2. SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares engloban aquellos formados por las fuentes de alimentación y los sistemas de distribución de energía eléctrica que son necesarios para el funcionamiento de la instalación. Distribuyen la energía necesaria para el aparellaje y equipos de la subestación, con calidad y seguridad requeridas para un funcionamiento fiable.

Desde los servicios auxiliares se alimentarán los siguientes equipos: aparellaje de alta tensión, motores de maniobra, sistemas de refrigeración, calefacción, equipos de mando y control, sistemas de control e información, equipos de protección, sistemas de señalización, sistemas de alarma, equipos de telecontrol, telefonía, comunicaciones e instalaciones anexas.

Los servicios auxiliares de la subestación se dividen en Servicios Auxiliares de Corriente Alterna y Servicios Auxiliares de Corriente Continua.

4.2.1. SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA

La tensión nominal será 400/230 V, 50 Hz.

La alimentación provendrá desde una línea de media tensión a un centro de transformación exclusivo para la subestación. Dicho centro de transformación será prefabricado manufacturado por la empresa ORMAZÁBAL modelo CTC 24 kV 250 kVA.

Además, se contará con un grupo electrógeno PERKINS 250 kVA insonorizado preparado para funcionar en caso de falta en la línea de media tensión.

4.2.2. SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA.

Se distinguen dos niveles de tensión.

- Sistema de 125 V

Para la alimentación de los sistemas de control, sistemas de protección, así como el sistema de fuerzas (motores, interruptores y seccionadores).

Se instalarán dos equipos de fuente conmutada-batería con las siguientes características:

-Rectificador:

- Entrada: 3*400 / 230 V c.a.
- Salida: 125 V c.c +10% -15%
- Corriente nominal: 40 A

-Batería:

- Capacidad: 300 Ah
- Autonomía mínima: 6h

Estarán situados en la sala de servicios auxiliares del edificio de control y tendrán capacidad, cada uno, para alimentar el cuadro general de corriente continua.

Los equipos rectificador-batería deben tener la autonomía necesaria para dar tiempo a la reposición de la alimentación de corriente alterna.

- Sistema de 48 V

Se encargará de alimentar los equipos de telecomunicaciones y telecontrol. Se instalarán dos equipos de fuentes conmutadas de AF-batería para 48 V con capacidad de acuerdo con los criterios de diseño normalizados.

-Rectificador:

- Entrada: 3*400 / 230 V c.a.
- Salida: 48 V c.c +10% -15%
- Corriente nominal: 75 A

-Batería:

- Capacidad: 300 Ah
- Autonomía mínima: 6h

4.3. SISTEMAS DE TELECOMUNICACIÓN

Es el sistema encargado de permitir el mando y la monitorización en remoto de la subestación. Debe asegurar el correcto funcionamiento del telecontrol y el telemando, de los sistemas de protección y de las necesidades de tele gestión remota.

Se empleará:

- Un doble sistema de comunicación con doble SDH.
- Un armario para la realización de telecomunicaciones remotas dispuesto en el edificio de control.
- Una red de fibra óptica dentro de la subestación con repartidores hacia todas las casetas y en el edificio de control. La cual se encargará de comunicar las protecciones primarias y secundarias con el edificio de control y permitirá la interconexión de las diferentes unidades de control local con el centro de control de la subestación.
- Una red de telefonía y datos con protocolo IP para todas las casetas y el edificio de control. De acuerdo con que la tele gestión de equipos se realizará a través de IP. Además, en la red IP se

integrará una central telefónica para la subestación y se instalará un cableado desde el armario de comunicaciones del edificio de control a todas las casetas de la subestación.

- Las líneas de transporte de energía eléctrica dispondrán de un cable de tierra OPGW. Este permite la comunicación por nudos anexos por medio de fibra óptica en el interior del propio cable. Generando así una segunda red de conexión independiente

5. ESTRUCTURAS METÁLICAS.

Las estructuras y soportes metálicos del parque se construirán con perfiles de acero normalizados. Todos ellos con acabado galvanizado en caliente como medida anticorrosiva. Además, todo anclaje al suelo dispondrá de su correspondiente cimentación adecuada a los esfuerzos que deban soportar. Dichas cimentaciones serán construidas en hormigón armado.

6. OBRA CIVIL Y EDIFICACIÓN.

6.1. MOVIMIENTOS DE TIERRAS.

Se deberá tener en cuenta un previo estudio geológico de la parcela. En nuestro caso se tomará como ejemplo el estudio geológico general realizado por el Ayuntamiento de Navas del Madroño donde se expone que el terreno está principalmente formado por pizarras y posibles estratificaciones de granito, para lo que se dispondrá de maquinaria pesada con martillos hidráulicos, además de toda la maquinaria pesada necesaria para llevar a cabo la excavación.

Se excavarán 3,5 m donde se implantarán los cimientos y la malla metálica de la red de tierras, así como estructuras soporte. Posteriormente se rellenará con terreno adecuado acorde a lo establecido en el documento 2 "CÁLCULOS" donde se explicará con amplitud suficiente para el parque, edificio de control, y edificaciones anexas. Dicha explanada deberá contar con la inclinación suficiente para una correcta evacuación de aguas. Además, se rellenará con una capa superficial de grava toda la superficie que lo requiera.

6.2. DRENAJES Y SANEAMIENTOS.

La instalación requerirá de una correcta red de drenajes para una rápida evacuación de aguas con el fin de que esta no se acumule en la instalación. Dicha red de drenajes estará formada por canalizaciones de cemento al ras del suelo con su correspondiente pendiente además de tubos canalizadores dispuestos en edificaciones.

Se instalará una red de saneamiento para evacuar aguas residuales desde el edificio de control hasta un depósito estanco de poliéster adecuado para el uso, donde se pueda almacenar hasta la posible recogida. En el caso de que existiera una red de drenaje y saneamiento municipal en la parcela, los sistemas de la subestación se conectarán a estos.

6.3. CIMENTACIONES.

Se cimentará cada apoyo de ejes de aparellaje mediante una estructura de hormigón armado. Se dejarán embebidas las canalizaciones prefabricadas de hormigón de los cables.

Para los apoyos y pórticos se llevará a cabo una cimentación monobloque de pata de elefante, recomendada por el RLAT para terrenos en los que no se detecta roca sana.

6.4. ACCESOS

El acceso a la subestación se realizará a través de un vial de 4,5 m, apto para tráfico urbano y vehículos de carga ligero. Este acceso conectará con el camino de tierra pertinente. Para el acceso a la subestación se dispone de una valla corredera de 2,5 m de altura de acero galvanizado reforzado.

6.5. EDIFICIO DE MANDO Y CONTROL.

El edificio de mando y control será de dimensiones 14x18 metros desde el cual se gestionarán las tareas de mando y control pertinentes a la propia subestación (tareas no centralizadas). Se reúnen los cuadros de servicios auxiliares de alterna y continua, los equipos de comunicación, almacén, archivo y centralitas de los sistemas de seguridad y anti-intrusismo. Se dispondrá también de aseos y vestuarios para uso del personal de operación de la subestación. El almacén dispondrá de una puerta corredera trasera para facilitar el acceso de material de alta carga.

El edificio contará también con aseos y vestuarios para uso del personal de operación de la subestación, una correcta ventilación e iluminación facilitada por ventanales en cada uno de los desplazamientos, y un sistema de calefacción y aire acondicionado.

El edificio será de estructura prefabricada con cimentaciones de hormigón armado según los cálculos pertinentes realizados por un ingeniero civil.

Se deberá disponer de toda la canalización oportuna para el cableado y conexionado.

6.6. CASETAS DE RELÉS.

Se dispone de dos casetas de relés de prefabricadas del fabricante "ALGECO", distribuidas por el parque. En concreto hay una caseta de relés por cada dos calles del parque donde se ubican los bastidores de relés, los equipos de protección y los cuadros de servicios auxiliares pertinentes. Además, se instalará un equipo de aire acondicionado en cada caseta para permitir la regulación de la temperatura debido a posibles trabajos de mantenimiento de los relés de larga duración.

La cimentación es de hormigón armado básica.

El diseño de las casetas debe permitir el paso del cableado por las paredes.

6.7. CERRAMIENTO.

Se realizará un cerramiento total de la subestación de al menos dos metros de altura. Será de valla metálica de acero galvanizado reforzado, rematado con alambrada de tres filas, con postes metálicos, embebidos sobre murete corrido de hormigón de 0,5 m de altura. Además, se contará con una señalización oportuna con carteles en los que se observe que se trata de una instalación eléctrica de alta tensión operada por Red Eléctrica de España cuyo paso está prohibido a toda persona ajena a la instalación.

7. INSTALACIÓN DE ALUMBRADO Y FUERZA.

7.1. ALUMBRADO.

De acuerdo con la normalización el alumbrado de las calles se realiza con cañones de luz orientables montados a menos de tres metros de altura. Deben poder alcanzar 50 lux en cualquier zona del parque a la intemperie.

El alumbrado de los viales requiere luminarias montadas sobre báculos de 3 metros de altura, para un nivel de iluminación de 5 lux.

Además, se dispone de alumbrado de emergencia constituido por grupos autónomos colocados en las columnas de alumbrado. El sistema de emergencia es de telemando desde el edificio de control y los equipos tienen una autonomía de una hora

Para las edificaciones a parte del alumbrado convencional se dispone de un alumbrado de emergencia en zonas de tránsito y salidas.

DOCUMENTO 2, CÁLCULOS:

CÁLCULOS

ÍNDICE

1.	OBJETO:	42
2.	CÁLCULO MECÁNICO DE EMBARRADOS RÍGIDOS:	42
2.1.	HIPÓTESIS DE DISEÑO:	42
2.2.	CONDUCTOR RÍGIDO:	42
2.3.	CONDICIONES DEL VANO:	42
2.4.	CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN:	43
2.5.	NORMATIVA APLICABLE:	43
2.6.	CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES Y EQUIPOS A INSTALAR.	43
2.6.1.	TUBO 150/134: Para embarrados principales.	43
2.6.2.	TUBO 100/88: Para embarrados secundarios.	44
2.6.3.	CARACTERÍSTICAS DE LOS AISLADORES SOPORTES.	44
2.7.	CÁLCULO MECÁNICO DEL EMBARRADO PRINCIPAL.	45
2.7.1.	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.	45
2.7.2.	TENSIÓN EN EL TUBO	45
2.7.3.	REACCIONES SOBRE AISLADORES SOPORTE	48
2.7.4.	FLECHA EN EL TUBO	49
2.7.5.	ELONGACIÓN DEL EMBARRADO	50
2.7.6.	ESFUERZO TÉRMICO EN CORTOCIRCUITO	50
2.7.7.	INTENSIDAD NOMINAL DE LAS BARRAS.....	50
2.8.	CÁLCULO MECÁNICO DEL EMBARRADO SECUNDARIO.....	51
2.8.1.	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.	51
2.8.2.	TENSIÓN EN EL TUBO	51
2.8.3.	REACCIONES SOBRE AISLADORES SOPORTE	55
2.8.4.	FLECHA EN EL TUBO	56
2.8.5.	ELONGACIÓN DEL EMBARRADO	56
2.8.6.	ESFUERZO TÉRMICO EN CORTOCIRCUITO	57
2.8.7.	INTENSIDAD NOMINAL DE LAS BARRAS.....	57
3.	CÁLCULO DEL EFECTO CORONA	57
3.1.	CÁLCULO DE LA TENSIÓN DISRUPTIVA.....	57
4.	DETERMINACIÓN DE DISTANCIAS MÍNIMAS EN EMBARRADOS TENDIDOS.	59
4.1.	HIPÓTESIS DE DISEÑO	59
4.2.	NORMATIVA APLICABLE	59
4.3.	DESPLAZAMIENTO DEL VANO CON EL VIENTO	60

4.4.	EFFECTO EN CONDUCTORES POR CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	61
4.5.	APROXIMACIÓN DE CONDUCTORES	64
4.6.	DISTANCIA MÍNIMA.....	66
4.7.	DISTANCIAS MÍNIMAS QUE ADOPTAR	66
5.	CÁLCULO PARA LA SELECCIÓN DE AUTOVÁLVULAS.....	66
6.	RED DE TIERRAS:.....	67
6.1.	RED DE TIERRAS INFERIORES.....	67
6.2.	RED DE TIERRAS SUPERIORES.....	73

1. OBJETO:

El objetivo de este documento es justificar las medidas adoptadas para la resolución de la subestación 220KV desde el punto de vista técnico, así como la configuración escogida. Dicho documento incluye:

2. CÁLCULO MECÁNICO DE EMBARRADOS RÍGIDOS:

2.1. HIPÓTESIS DE DISEÑO:

La corriente de cortocircuito trifásica prevista en el horizonte para el parque de 220 KV en la zona propuesta no llega a 10KA. Para determinar el promedio de intensidad de cortocircuito se ha analizado el *"Informe Anual de la Evolución de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular Español en el año 2017"* tomando como referencia el nudo de Cáceres, nudo cercano y del mismo voltaje a la subestación planteada. Aun así, para permitir evoluciones del sistema eléctrico peninsular sin interferir en la subestación se escogen los siguientes valores de diseño:

- I_{cc3} (simétrica) = 20KA
- R/X (sistema)= 0,07
- Duración de cortocircuito; 0,5s

2.2. CONDUCTOR RÍGIDO:

Se realizan conexiones con dos tipos de tipos de tubo compuesto de aluminio.

- A) Tubo $\varnothing 150/134$ mm en las barras principales.
- B) Tubo $\varnothing 100/88$ mm en los embarrados bajos.

2.3. CONDICIONES DEL VANO:

Se denomina vano a la distancia entre dos apoyos unidos por tubos rígidos. Se estudia la geometría y condiciones de anclaje en los extremos más desfavorables, que resultan ser los siguientes.

Vano A: corresponde a las barras principales.

- Longitud del vano: 13,5m
- Distancia entre fases: 3,5 m
- Anclaje: elástico-fijo

Vano B: corresponde al embarrado secundario (Conexión entre apartamenta).

- Longitud del vano: 8m
- Distancia entre fases: 4m
- Anclaje: elástico-fijo

2.4. CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN:

La subestación se encuentra en una parcela elevada a 449 metros sobre el nivel del mar. Según RLAT se considera "Zona A". Las condiciones climatológicas esperadas, por tanto, son:

- Hielo: No se considera
- Viento: Presión de viento a 140 km/h = 953 N/ m²
- Rango de temperaturas: Temperatura media anual de 16,4 grados. Los inviernos son suaves, con una temperatura media de 8,2°C, y los veranos secos y calurosos, la temperatura media estacional es de 25,4°C. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 1°C a 33°C y rara vez baja a menos de -4°C o sube a más de 38°C.
- Sismo: No se considera pues la aceleración sísmica básica $a_b < 0,04 \cdot g$.
- Pluviosidad media: 460 litros por m²

2.5. NORMATIVA APLICABLE:

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 y Reglamentos:

- "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación" Real Decreto 337/2014 de 9 de mayo de 2014.
- "Reglamento técnico sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión e instrucciones técnicas complementarias" (RLAT). Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero.
- Norma UNE EN 60865-1, "Corrientes de cortocircuito, cálculo de efectos. Parte 1 : Definiciones y métodos de cálculo"
- Norma CEI 60909, "Cálculo de corrientes de cortocircuito en redes de corriente alterna trifásica"
- Norma CEI 865 de 1986, "Cálculo de los efectos de las corrientes de cortocircuito"
- NORMA VDE 0102
- NORMA DIN 43670

Si al aplicar las normas y reglamentos anteriores se obtuviesen valores que discrepasesen con 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.

2.6. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES Y EQUIPOS A INSTALAR.

2.6.1. TUBO 150/134: Para embarrados principales.

Aleación:

E-ALMgSO,5 F22

Diámetro exterior (D) e interior (d):	150/134 mm
Espesor de la pared (e):	8mm
Peso propio unitario (Ppt):	9,63 kg/m
Sección (A):	3.569mm ²
Carga de rotura del material (a_R):	195 N/mm ²
Momento de inercia (J):	902 cm ⁴
Módulo resistente (W):	120 cm ³
Módulo de elasticidad (Young) (E):	70.000 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo del material (Rpo2):	160 N/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal (s):	0,023 mm/m°C
Intensidad máxima:	3.250 A

2.6.2. TUBO 100/88: Para embarrados secundarios.

Aleación:	E-ALMgSO,5 F22
Diámetro exterior (D) e interior (d):	100/88 mm
Espesor de la pared (e):	6 mm
Peso propio unitario (Ppt):	4,78 kg/m
Sección (A):	1.772 mm ²
Carga de rotura del material (a_R):	195 N/mm ²
Momento de inercia (J):	196 cm ⁴
Módulo resistente (W):	39,3 cm ³
Módulo de elasticidad (Young) (E):	70.000 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo del material (Rpo2):	160 N/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal (s):	0,023 mm/m°C
Intensidad máxima:	2.040 A

2.6.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS AISLADORES SOPORTES.

En los tramos del vano A que corresponden a las barras principales de 220KV se instalan aisladores C 8 -1050 de Poinsa con las siguientes características mecánicas:

Carga de rotura a flexión:	8.000 N
Carga de rotura a torsión:	4.000 N
Altura del aislador:	2.300 mm
Altura de la pieza soporte:	170 mm

En los tramos del vano B que corresponden a las barras secundarias de 220KV se instalan aisladores C 6-1050 de Poinsa con las siguientes características mecánicas:

Carga de rotura a flexión:	6.000 N
Carga de rotura a torsión:	3.000 N
Altura del aislador:	2.300 mm
Altura de la pieza soporte:	140 mm

2.7. CÁLCULO MECÁNICO DEL EMBARRADO PRINCIPAL.

2.7.1. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Teniendo en cuenta el valor a efectos de diseño de la intensidad simétrica de cortocircuito trifásico (I_{cc}) (20KA):

La intensidad asimétrica o de cresta, trifásica, (CEI 60909) viene dada por la expresión:

$$I_{p3} = \chi * \text{sqrt}(2) * I_{cc}$$

Donde:

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

R/X es la relación de impedancias equivalentes en el sistema en el punto de cortocircuito. Para la red de transporte a 220KV un valor típico de R/X suele ser 0,07.

Por lo tanto:

$$\chi = 1.814$$

Por lo tanto, para $I_{cc} = 20 \text{ KA}$:

$$I_{p3} = 51.318 \text{ KA}$$

2.7.2. TENSIÓN EN EL TUBO

-Esfuerzos por el viento:

$$F_v = p_v * D = 953 * 0,150 = 142,95 \text{ N/m}$$

-Esfuerzos por el peso propio del tubo:

Se considera la suma del esfuerzo producido por el propio peso del tubo más el producido por el cable amortiguador.

$$F_{pp} (\text{Esfuerzo producido por el propio peso del tubo}) = g * P_{pt} = 9.81 * 9,63 = 94,47 \text{ N/m}$$

$$F_{ca} (\text{Esfuerzo producido por el cable amortiguador Rail}) = 15,7 \frac{\text{N}}{\text{m}} * \frac{4}{3} \text{ del vano} = 20,93 \text{ N/m}$$

En total: $F_p = 115,4 \text{ N/m}$

-Esfuerzos por el hielo:

No se consideran esfuerzos por el hielo.

-Esfuerzos por cortocircuito

La fuerza estática por unidad de longitud entre dos conductores paralelos recorridos por una intensidad se obtiene de la expresión:

$$F_{m3st} = 0,866 * \frac{\mu_0 * I_{p3}^2}{2 * \pi * a}$$

Donde:

3. $I_{p3} = 51,318 \text{ KA}$ (Intensidad de cresta de cortocircuito trifásico)
4. $a = 3,5 \text{ m}$ (Distancia media entre fases)
5. $\mu_0 = 4 * \pi * 10^{-7} \text{ N/A}^2$ (permeabilidad magnética en el vacío)

Sustituyendo en la ecuación anterior y operando:

$$F_{m3st} = 130,32 \text{ N/m}$$

Los esfuerzos dinámicos también dependen de la frecuencia de vibración propia del tubo, que viene siendo función del tubo, el vano y los apoyos. Esta permite calcular dos coeficientes que determinan el esfuerzo dinámico en cortocircuito sobre el tubo:

$V\sigma$ = factor que tiene en cuenta el efecto dinámico

Vr = factor que tiene en cuenta el reenganche

La frecuencia de vibración de un tubo según CEI 865:

$$f_c = \frac{\gamma}{l^2} * \sqrt{\frac{E * I}{m}}$$

Donde:

6. I = inercia de la sección
7. m = masa unitaria del tubo, incluido cable amortiguador (Fp/g)
8. E = Módulo de Young del material
9. l = longitud del vano
10. γ = coeficiente del tubo y los apoyos, 1,57 en este caso ("Tabla 3 cei 865").

Sustituyendo y operando,

$$f_c = \frac{1,57}{13,5^2} * \sqrt{\frac{902 * 10^{-8} * 70000 * 10^6}{11,76}} = 1,996 \text{ Hz}$$

$$f_c/50=3,99*10^{-2}$$

En esas condiciones según el anexo A de la norma CEI 865:

$$V_\sigma = 0,305$$

$$V_r = 1,80$$

La tensión de trabajo en el tubo por esfuerzo dinámico de cortocircuito teniendo en cuenta la superposición de esfuerzos en el apoyo más desfavorable, vale:

$$\sigma_m = \sum_i V_\sigma * V_r * \beta_i * \frac{F_{m3st} * l_i^2}{8 * W}$$

Teniendo en cuenta:

11. $\beta = 1,0$ según CEI 865
12. W = Módulo resistente de la sección

Tenemos que:

$$\sigma_m = 13,583 \text{ N/mm}^2$$

La tensión de trabajo total en el tubo vendrá dada por la suma geométrica de las tensiones producidas por los distintos esfuerzos, que se acumulan, en sus direcciones respectivas, a la calculada de cortocircuito. En este caso, considerando todas las cargas uniformemente repartidas y aplicando del mismo modo superposición de esfuerzos.

$$\sigma_i = \frac{1}{8} * \frac{P * l^2}{W}$$

Donde:

13. l es la longitud del vano
14. W es el módulo resistente de la sección
15. P es la carga repartida que produce el esfuerzo

Por viento:

$$\sigma_v = \frac{1}{8} * \frac{142,95 * 13,5^2}{120} = 27,13 \text{ N/mm}^2$$

Por peso propio:

$$\sigma_v = \frac{1}{8} * \frac{115,4 * 13,5^2}{120} = 21,9 \text{ N/mm}^2$$

El peso del hielo no se tiene en cuenta.

La suma vectorial de dichas tensiones resulta:

$$\sigma_v = \sqrt{21,9^2 + (27,13 + 13,583)^2} = 46,23/mm^2$$

Con lo que podemos averiguar el coeficiente de seguridad del tubo frente al límite de fluencia.

$$\frac{160}{46,23} = 3,461$$

Según la norma CEI 865 se establece que el tubo soporta los esfuerzos si se cumple que:

$$\sigma_{total} \leq q * R_{p0,2}$$

Donde:

16. q es un coeficiente de resistencia que para el tubo de 150/134 vale 1,344

17. $R_{p0,2} = 160 N/mm^2$

Como se observa a simple vista el tubo está muy lejos del límite para esfuerzos en cortocircuito.

2.7.3. REACCIONES SOBRE AISLADORES SOPORTE

El máximo esfuerzo en los vanos considerados se producirá en los aisladores intermedios. Para realizar los cálculos de este apartado se aplica superposición de esfuerzos y además se pondera cada esfuerzo producido en un vano con un coeficiente de 0,5 según Norma CEI 865.

En este caso, las acciones a considerar son solo horizontales.

Viento sobre el tubo:

$$F_v = 953 * 0,150 = 142,95 N/m$$

Esfuerzo en cortocircuito:

Según la norma de referencia, el valor de esfuerzo sobre los soportes tiene la expresión:

$$F_{m3d} = 0,866 * V_f * V_r * \frac{\mu_0 * I_{p3}^2}{2 * \pi * a}$$

Donde:

V_f = factor de carga, dependiente de f/f_n , que vale 0,3457.

$V_r = 1,8$.

$$F_{m3d} = 0,3457 * 1,8 * 130,32 = 81,09 N/m$$

Aplicando superposición, la suma de esfuerzos sobre el soporte debidos al cortocircuito y al viento sobre el tubo:

$$F_t = \sum_i^2 [F_v + F_{3md}] * l_i * \alpha_i$$

Donde:

$\alpha_i = 0,5$ como coeficiente de reparto para el soporte crítico en ambos vanos según la Norma CEI 865.

$L=13,5\text{m}$

$$F_t = 3024,54 \text{ N}$$

Este esfuerzo se produce sobre el eje del tubo, que está situado 170 mm por encima de la cabeza del aislador cuya altura es de 2300 mm, punto sobre el que el fabricante garantiza el esfuerzo.

$$F_t = 2887,74 * \frac{(2300 + 170)}{2300} = 3101,18 \text{ N}$$

Por lo tanto, el coeficiente de seguridad frente a una carga inferior de rotura será:

$$\frac{8000}{3101,18} = 2,58$$

2.7.4. FLECHA EN EL TUBO

La flecha máxima para un vano se obtiene de la expresión:

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

Donde:

3. P = carga vertical distribuida
4. l = longitud del vano
5. E = módulo de Young
6. I = Inercia de la sección

La carga que se considera es la del propio tubo más el cable amortiguador.

$$f = \frac{1}{185} * \frac{115,4 * 13,5^4}{70000 * 10^6 * 902 * 10^{-8}} = 0,0328 \text{ m}$$

2.7.5. ELONGACIÓN DEL EMBARRADO

El tubo se dilatará por efectos térmicos de acuerdo con la expresión:

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

Donde:

l_0 = longitud inicial del tubo

α = coeficiente de dilatación lineal del tubo = 0,023 mm/m°C.

$\Delta \theta$ = incremento de temperatura entre la de montaje (35º) y la de servicio (80º)

$$\Delta l = 13,5 * 0,023 * 45 = 13,97 \text{ mm.}$$

Se deberán instalar piezas capaces de absorber dicha dilatación térmica.

2.7.6. ESFUERZO TÉRMICO EN CORTOCIRCUITO

La intensidad térmica en cortocircuito viene dada según CEI 865 por la expresión:

$$I_{\theta} = I_p * \sqrt{m + n}$$

Donde: m y n son coeficientes térmicos de disipación, que valen 0,097 y 0,758, respectivamente.

$$I_{\theta} = 94,88 \text{ kA}$$

Dicho valor debe ser menor que la capacidad térmica del tubo, con densidad de corriente en cortocircuito de 118 A/mm² (proceso adiabático).

Para el tubo actual la capacidad térmica es: 3,569 * 118 = 421 kA muy superior a la corriente térmica de cortocircuito de la instalación.

2.7.7. INTENSIDAD NOMINAL DE LAS BARRAS

La intensidad nominal teórica del tubo elegido, según fabricante es de 3.250 A con 30 °C de temperatura ambiente y 65 °C de temperatura de trabajo del tubo.

Según DIN 43670, esta intensidad debe ser corregida con distintos factores en función de la composición del tubo, la altitud, la temperatura máxima de trabajo (Según RAT 5).

Así, deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

$k_1 = 0,925$ por la aleación elegida

$k_2 = 1,25$ para temperatura final de $80\text{ }^\circ\text{C}$

$k_3 = 1$ por ser tubo

$k_4 = 0,98$ para instalación a menos de 1000 metros sobre el nivel del mar

Según la citada norma, $I_{\text{máx}} = I_n * k_1 * k_2 * k_3 * k_4$.

Así, $I_{\text{máx}} = 3.683\text{ A}$, equivalentes con 1.403 MVA, potencia muy superior a la necesaria.

2.8. CÁLCULO MECÁNICO DEL EMBARRADO SECUNDARIO.

2.8.1. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Sabiendo que la intensidad simétrica de cortocircuito trifásico es de 20 kA:

La intensidad asimétrica o de cresta, trifásica, (CEI 60909) viene dada por la expresión:

$$I_{p_3} = \chi * \text{sqrt}(2) * I_{cc}$$

Donde:

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

R/X es la relación de impedancias equivalentes en el sistema en el punto de cortocircuito.

Para la red de transporte a 220KV un valor típico de R/X suele ser 0,07.

Por lo tanto:

$$\chi = 1.814$$

Por lo tanto, para $I_{cc} = 20\text{ KA}$:

$$I_{p_3} = 51.318\text{KA}$$

2.8.2. TENSIÓN EN EL TUBO

-Esfuerzos por el viento:

$$F_v = p_v = 953 * 0,100 = 95,3\text{ N/m}$$

-Esfuerzos por el peso propio del tubo:

Se considera la suma del esfuerzo producido por el propio peso del tubo más el producido por el cable amortiguador.

$$F_{pp} \text{ (Esfuerzo producido por el propio peso del tubo)} = g * P_{pt} = 9,81 * 4,78 \\ = 46,89 \text{ N/m}$$

$$F_{ca} \text{ (Esfuerzo producido por el cable amortiguador Rail)} = 15,7 \frac{\text{N}}{\text{m}} * \frac{4}{3} \text{ del vano} \\ = 20,93 \text{ N/m}$$

En total: $F_p = 67,82 \text{ N/m}$

-Esfuerzos por el hielo:

No se consideran esfuerzos por el hielo.

-Esfuerzos por cortocircuito

La fuerza estática por unidad de longitud entre dos conductores paralelos recorridos por una intensidad se obtiene de la expresión:

$$F_{m3st} = 0,866 * \frac{\mu_0 * I_{p3}^2}{2 * \pi * a}$$

Donde:

- $I_{p3} = 51,318 \text{ KA}$ (Intensidad de cresta de cortocircuito trifásico)
- $a = 4 \text{ m}$ (Distancia media entre fases)
- $\mu_0 = 4 * \pi * 10^{-7} \text{ N/A}^2$ (permeabilidad magnética en el vacío)

Sustituyendo en la ecuación anterior y operando:

$$F_{m3st} = 114,032 \text{ N/m}$$

Los esfuerzos dinámicos también dependen de la frecuencia de vibración propia del tubo, que viene siendo función del tubo, el vano y los apoyos. Esta permite calcular dos coeficientes que determinan el esfuerzo dinámico en cortocircuito sobre el tubo:

$V\sigma$ = factor que tiene en cuenta el efecto dinámico

V_r = factor que tiene en cuenta el reenganche

La frecuencia de vibración de un tubo según CEI 865:

$$f_c = \frac{\gamma}{l^2} * \sqrt{\frac{E * I}{m}}$$

Donde:

- I = inercia de la sección
- m = masa unitaria del tubo, incluido cable amortiguador (Fp/g)
- E = Módulo de Young del material
- l = longitud del vano
- γ = coeficiente del tubo y los apoyos, 1,57 en este caso ("Tabla 3 cei 865").

Sustituyendo y operando,

$$f_c = \frac{1,57}{8^2} * \sqrt{\frac{196 * 10^{-8} * 70000 * 10^6}{\frac{67,82}{9,81}}} = 3,455 \text{ Hz}$$

$$f_c/50 = 6,911 * 10^{-2}$$

En esas condiciones según el anexo A de la norma CEI 865 siguiendo las siguientes fórmulas:

$$V_\sigma = 0,756 + 4,49 * e^{-1,68k} + 0,54 * \log\left(\frac{f_c}{f}\right)$$

$$V_r = 1 - 0,615 * \log\left(\frac{f_c}{f}\right)$$

Con k = 1,6:

- $V_\sigma = 0,434$
- $V_r = 1,714$

La tensión de trabajo en el tubo por esfuerzo dinámico de cortocircuito teniendo en cuenta la superposición de esfuerzos en el apoyo más desfavorable, vale:

$$\sigma_m = \sum_i V_\sigma * V_r * \beta_i * \frac{F_{m3st} * l_i^2}{8 * W}$$

Teniendo en cuenta:

- $\beta = 1,0$ según CEI 865
- W = Módulo resistente de la sección = 39,3 cm³

Tenemos que:

$$\sigma_m = 17,26 \text{ N/mm}^2$$

La tensión de trabajo total en el tubo vendrá dada por la suma geométrica de las tensiones producidas por los distintos esfuerzos, que se acumulan, en sus direcciones respectivas, a la

calculada de cortocircuito. En este caso, considerando todas las cargas uniformemente repartidas y aplicando del mismo modo superposición de esfuerzos.

$$\sigma_i = \frac{1}{8} * \frac{P * l^2}{W}$$

Donde:

- l es la longitud del vano
- W es el módulo resistente de la sección
- P es la carga repartida que produce el esfuerzo

Por viento:

$$\sigma_v = \frac{1}{8} * \frac{95,3 * 8^2}{39,3} = 19,4 \text{ N/mm}^2$$

Poe peso propio:

$$\sigma_v = \frac{1}{8} * \frac{67,82 * 8^2}{39,3} = 13,8 \text{ N/mm}^2$$

El peso del hielo no se tiene en cuenta.

La suma vectorial de dichas tensiones resulta:

$$\sigma_v = \sqrt{13,84^2 + (19,4 + 67,82)^2} = 88,31 \text{ N/mm}^2$$

Con lo que podemos averiguar el coeficiente de seguridad del tubo frente al límite de fluencia.

$$\frac{160}{88,31} = 1,811$$

Según la norma CEI 865 se establece que el tubo soporta los esfuerzos si se cumple que:

$$\sigma_{\text{total}} \leq q * R_{p0,2}$$

Donde:

- q es un coeficiente de resistencia que para el tubo de 100/88 vale 1,353

$$R_{p0,2} = 160 \text{ N/mm}^2$$

Como se observa a simple vista el tubo está muy lejos del límite para esfuerzos en cortocircuito.

2.8.3. REACCIONES SOBRE AISLADORES SOPORTE

El máximo esfuerzo en los vanos considerados se producirá en los aisladores intermedios. Para realizar los cálculos de este apartado se aplica superposición de esfuerzos y además se pondera cada esfuerzo producido en un vano con un coeficiente de 0,5 según Norma CEI 865.

En este caso, las acciones a considerar son solo horizontales.

Viento sobre el tubo:

$$F_v = 953 * 0,100 = 95,3 \text{ N/m}$$

Esfuerzo en cortocircuito:

Según la norma de referencia, el valor de esfuerzo sobre los soportes tiene la expresión:

$$F_{m3d} = 0,866 * V_f * V_r * \frac{\mu_0 * I_{p3}^2}{2 * \pi * a}$$

Donde:

V_f = factor de carga, dependiente de f/f_n , que vale 0,501.

$V_r = 1,8$.

$$F_{m3d} = 0,501 * 1,8 * 114,032 = 102,834 \text{ N/m}$$

Aplicando superposición, la suma de esfuerzos sobre el soporte debidos al cortocircuito y al viento sobre el tubo:

$$F_t = \sum_i^2 [F_v + F_{m3d}] * l_i * \alpha_i$$

Donde:

$\alpha_i = 0,5$ como coeficiente de reparto para el soporte crítico en ambos vanos según la Norma CEI 865.

$L = 13,5\text{m}$

$$F_t = 1585,07 \text{ N}$$

Este esfuerzo se produce sobre el eje del tubo, que está situado 140 mm por encima de la cabeza del aislador cuya altura es de 2300 mm, punto sobre el que el fabricante garantiza el esfuerzo.

$$F_t = 1585,07 * \frac{(2300 + 140)}{2300} = 1681,55 \text{ N}$$

Por lo tanto, el coeficiente de seguridad frente a una carga inferior de rotura será:

$$\frac{6000}{1681,55} = 3,5681$$

2.8.4. FLECHA EN EL TUBO

La flecha máxima para un vano se obtiene de la expresión:

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

Donde:

- P = carga vertical distribuida
- l = longitud del vano
- E = módulo de Young
- I = Inercia de la sección

La carga que se considera es la del propio tubo más el cable amortiguador.

$$f = \frac{1}{185} * \frac{67,82 * 8^4}{70000 * 10^6 * 196 * 10^{-8}} = 0,0109 \text{ m}$$

2.8.5. ELONGACIÓN DEL EMBARRADO

El tubo se dilatará por efectos térmicos de acuerdo a la expresión:

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

Donde:

l_0 = longitud inicial del tubo

α = coeficiente de dilatación lineal del tubo = 0,023 mm/m°C

$\Delta \theta$ = incremento de temperatura entre la de montaje (35º) y la de servicio (80º)

$$\Delta l = 8 * 0,023 * 45 = 8,28 \text{ mm.}$$

Se deberán instalar piezas capaces de absorber dicha dilatación térmica.

2.8.6. ESFUERZO TÉRMICO EN CORTOCIRCUITO

La intensidad térmica en cortocircuito viene dada según CEI 865 por la expresión:

$$I_{\theta} = I_p * \sqrt{m + n}$$

Donde: m y n son coeficientes térmicos de disipación, que valen 0,097 y 0,758, respectivamente.

$$I_{\theta} = 94,88 \text{ kA}$$

Dicho valor debe ser menor que la capacidad térmica del tubo, con densidad de corriente en cortocircuito de 118 A/mm².

Para el tubo actual la capacidad térmica es: 1,772*118 = 209,1 kA muy superior a la corriente térmica de cortocircuito de la instalación.

2.8.7. INTENSIDAD NOMINAL DE LAS BARRAS

La intensidad nominal teórica del tubo elegido, según fabricante es de 2040 A con 30 °C de temperatura ambiente y 65 °C de temperatura de trabajo del tubo.

Según DIN 43670, esta intensidad debe ser corregida con distintos factores en función de la composición del tubo, la altitud, la temperatura máxima de trabajo (Según RAT 5).

Así, deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

k1 = 0,925 por la aleación elegida

k2 = 1,25 para temperatura final de 80 °C

k3 = 1 por ser tubo

k4 = 0,98 para instalación a menos de 1000 metros sobre el nivel del mar

Según la citada norma, $I_{m\acute{a}x} = I_n * k_1 * k_2 * k_3 * k_4$.

Así, $I_{m\acute{a}x} = 2311,6 \text{ A}$, equivalentes 880,84 MVA, potencia muy superior a la necesaria.

3. CÁLCULO DEL EFECTO CORONA

3.1. CÁLCULO DE LA TENSIÓN DISRUPTIVA

Para el cálculo de la tensión crítica disruptiva (U_c) a partir de la cual el efecto corona puede manifestarse, y aplicada a conductores cilíndricos, puede aplicarse la fórmula de Peek:

$$U_c = m_c * m_t * \delta * E_{of} * r_1 * \ln(D/r_1)$$

Donde:

m_c = coeficiente de irregularidad del conductor. Toma el valor de 1 para tubo cilíndrico y liso.

m_t = coeficiente meteorológico que tiene en cuenta el factor de la humedad. Toma el valor de 0,8 para ambientes húmedos y 1 para ambientes seco. (En este caso se trata de un ambiente seco por lo que tomará el valor de 1)

r_1 = radio exterior del tubo en cm.

- D = distancia entre conductores.

a) en barras principales (tubo $\varnothing 150\text{mm}$), $D=1,26*350=441\text{mm}$

b) en barras secundarias (tubo $\varnothing 100\text{mm}$), $D=1,26*400=504\text{mm}$.

δ = densidad del aire

La densidad del aire viene dada por la expresión: $\delta = 3,92 * p / (273 + \vartheta)$, en donde p es la presión atmosférica en cm de mercurio y ϑ es la temperatura del aire (en nuestro caso 38°C para las condiciones más desfavorables).

p a la vez es función de la altura sobre el nivel del mar y se puede calcular mediante la fórmula de Halley

$$\ln(p) = \ln 76 - \frac{2,3 * \text{altitud}}{18336}$$

Con una altitud de 449 m: $p=71,838$ cm Hg

$\delta = 0,905$

E_{of} es el valor eficaz de campo eléctrico crítico para la aparición del efecto corona. Para conductores paralelos el valor máximo eficaz viene dado por:

$$E_{of} = \frac{30}{\sqrt{2}} * m_c * \left(1 + \frac{0,308}{\sqrt{\delta * r_1}} \right) \text{KV/cm}$$

$$E_{otubo_{150}} = 23,72 \text{ KV/cm}$$

$$E_{otubo_{100}} = 24,28 \text{ KV/cm}$$

Por lo tanto, utilizando la fórmula de peek

$$U_{ctubo_{150}} = 655,93 \text{ KV}$$

$$U_{ctubo_{100}} = 760,24 \text{ KV}$$

Esta tensión disruptiva está calculada para un tiempo estable. Para nieve, niebla, tempestad u otros agentes meteorológicos debe considerarse disminuida en un 20 %.

En general los valores obtenidos de tensión están muy alejados de la tensión eficaz entre fase y tierra de los conductores, por lo que sería raro que se produjese el efecto corona.

4. DETERMINACIÓN DE DISTANCIAS MÍNIMAS EN EMBARRADOS TENDIDOS.

4.1. HIPÓTESIS DE DISEÑO

Desde el punto de vista de las aproximaciones entre fases que puedan producirse cuando se desplacen de forma simultánea dos conductores contiguos en condiciones de flecha máxima y con viento de 140 km/h, las distancias mínimas se han establecido de la forma que se indica para un vano de las siguientes características.

Longitud del vano:	L=46m
Flecha máxima:	3% (1,15m)
Tipo de conductor:	Dúplex RAIL (ns=2)
Diámetro del conductor:	29,61mm
Sección del conductor:	516,8mm ²
Peso propio del conductor:	1,6 kg/m
Módulo de elasticidad:	E=61.000 N/mm ²
Distancia entre fases:	4 m
Longitud media de cadenas:	4,5m
Separación entre conductores de la misma fase:	0,4 m
Rigidez de los soportes (S):	7,5*10 ⁴ N/m
Tiempo de despeje de defecto:	0,5''
Intensidad de cortocircuito:	20KA
Relación R/X del sistema:	0,07
Tensión máxima:	1500 kg a -5°C con viento, 706 kg a 50°C

Se comprobará, además, el desplazamiento máximo en cortocircuito y la pérdida de distancia que eso produce, de acuerdo con lo estipulado en la norma CEI/UNE/EN 865.

4.2. NORMATIVA APLICABLE

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 y reglamentos:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión. R.D.337/2014 de 9 de mayo.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. R.D. 223/2008 de 15 de febrero de 2008 (RLAT).
- Norma CEI 865, Cálculo de los efectos de las corrientes de cortocircuito.
- Norma UNE EN 60865-1, Corrientes de cortocircuito, cálculo de efectos. Parte 1: definiciones y métodos de cálculo.
- Norma CEI 909-1988 Cálculo de corrientes de cortocircuito en redes de corriente alterna trifásica.
- Norma VDE 0102.
- Norma DIN 43670.

Si al aplicar las normas y reglamentos 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. DESPLAZAMIENTO DEL VANO CON EL VIENTO

La presión sobre el conductor debida al efecto del viento, según RLAT, es de 68 kg/m² (para 140 km/h). Para este caso, y por unidad de longitud, tendremos:

$$F_v = 68 * 0,02961 = 2,013 \text{ kg/m}$$

Por lo tanto, el desplazamiento máximo del conductor será:

$$\theta = \arctg \left(\frac{F_v}{P} \right) = \arctg \left(\frac{2,013}{1,6} \right) = 51,52^\circ$$

Siendo P el peso propio del conductor.

Dada la escasa probabilidad de simultaneidad de viento y sobretensión, la distancia de aislamiento fase-fase para conductores paralelos ya establecida de 2,1 m se puede reducir en un 25 % por lo que la separación mínima entre conductores en reposo deberá ser:

$$d_{min} = 0,75 * 2,1 + 2 * 0,9 + 0,2 = 3,575$$

Se observa que la distancia adoptada de 4m es superior a la requerida.

4.4. EFECTO EN CONDUCTORES POR CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

El esfuerzo debido a una corriente de defecto bifásico lo determina la siguiente ecuación:

$$F' = \frac{\mu_0}{2 * \pi} * 0,75 * \frac{(I''_{k3})^2}{a} * \frac{l_c}{l}$$

Donde:

- I''_{k3} es la corriente simétrica de cortocircuito trifásico.

- l_c es la longitud del vano sin cadenas.

- l es la longitud total del vano.

- a es la separación entre fases.

- μ_0 es la permeabilidad magnética en el vacío ($4 * \pi * 10^{-7} \text{ N/A}^2$)

Luego:

$$F' = 13,5 \text{ N/m}$$

La proporción entre el peso propio y la fuerza de cortocircuito vale:

$$r = \frac{F'}{n * m_s * g}$$

Donde:

- $n = 2$ es el número de conductores por fase.

- $m_s = 1,6 \text{ kg/m}$ es el peso unitario de un conductor.

- $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ es la aceleración de la gravedad.

Por lo tanto:

$$r = 0,43$$

La dirección de la fuerza resultante será:

$$\delta_1 = \arctg(0,43) = 23,28^\circ$$

Y la flecha en el conductor tendido valdrá:

$$b_c = \frac{n * m_s * g * l^2}{8 * F_{st}}$$

Donde:

F_{st} es la fuerza de tracción estática del conductor para el caso más desfavorable (50°C)

$$b_c = \frac{2 * 1,6 * 9,81 * 45^2}{8 * 9,81 * 706} = 1,147 \text{ m}$$

El periodo de oscilación será:

$$T = 2 * \pi * \sqrt{0,8 * \frac{b_c}{g}} = 1,92 \text{ s}$$

En caso de cortocircuito, el periodo es:

$$T_{res} = \frac{T}{\sqrt[4]{1 + r^2} * \left[1 - \frac{\pi^2}{64} * \left(\frac{\delta_1}{90} \right)^2 \right]} = 1,84 \text{ s}$$

El módulo de Young real del conductor vale, en función de la carga límite del cable:

$$E = \begin{cases} E * \left[0,3 + 0,7 * \sin \left(90 * \frac{F_{st}}{n * A_s * \sigma_{fin}} \right) \right] & \text{si } \frac{F_{st}}{n * A_s} \leq \sigma_{fin} \\ E & \text{si } \frac{F_{st}}{n * A_s} > \sigma_{fin} \end{cases}$$

Donde:

$\sigma_{fin} = 5 * 10^7 \text{ N/m}$ que es el menor valor de la tensión mecánica del conductor cuando E llega a ser constante.

A_s es la sección del conductor.

En este caso, $\frac{F_{st}}{n * A_s} \leq \sigma_{fin}$ con lo que:

$$E = 27222,5 \text{ N/mm}^2$$

El factor de carga del conductor:

$$\varepsilon = \frac{(n * m_s * g * l)^2}{24 * F_{st}^3 * N}$$

Donde N es la rigidez del sistema mecánico compuesto que vale:

$$N = \frac{1}{S * l} + \frac{1}{n * E * A_s} = 3,32 * 10^{-7}$$

$$\varepsilon = 0,75$$

El ángulo de oscilación del vano durante la corriente de cortocircuito resulta:

$$\delta_k = \begin{cases} \delta_1 \left(1 - \cos \left(360 * \frac{T_{k1}}{T_{res}} \right) \right) & \text{si } 0 \leq \frac{T_{k1}}{T_{res}} \leq 0,5 \\ 2 * \delta_1 & \text{si } \frac{T_{k1}}{T_{res}} > 0,5 \end{cases}$$

En este caso:

$$\frac{T_{k1}}{T_{res}} = 0,27 \leq 0,5 \text{ con lo que } \delta_k = 26,45^\circ$$

El ángulo máximo de oscilación que se puede producir corresponde a una duración de cortocircuito inferior o igual a la duración de cortocircuito establecida y se calcula de la siguiente manera.

$$\delta_m = \begin{cases} 1,25 * \arccos(\chi) & \text{si } 0,766 \leq \chi \leq 1 \\ 10^\circ + \arccos(\chi) & \text{si } -0,985 \leq \chi \leq 0,766 \\ 180^\circ & \text{si } \chi \leq -0,985 \end{cases}$$

con

$$\chi = \begin{cases} 1 - r * \text{sen}(\delta_k) & \text{si } 0 \leq \delta_k \leq 90^\circ \\ 1 - r & \text{si } \delta_k > 90^\circ \end{cases}$$

$$\delta_k = 26,45^\circ \text{ por lo que } \chi = 0,808$$

$$\delta_m = 45,12^\circ$$

Fuerza de tensión por oscilación durante el cortocircuito:

Siguiendo la norma, la fuerza de tensión en cortocircuito para conductores compuestos resulta:

$$F_t = 1,1 * F_{st} * (1 + \varphi * \psi)$$

Donde:

F_{st} es la fuerza estática del conductor.

φ es el parámetro de carga, que tiene en cuenta el esfuerzo combinado del peso y cortocircuito en función del tiempo de despeje frente al periodo de oscilación del conductor que vale:

$$\varphi = \begin{cases} 3 * (\sqrt{1 + r^2} - 1) & \text{si } T_{k1} \geq T_{res}/4 \\ 3 * (r * \text{sen}(\delta_k) + \text{cos}(\delta_k) - 1) & \text{si } T_{k1} < T_{res}/4 \end{cases}$$

ψ es un parámetro que combina los factores de carga ε y φ y cuyo valor se obtiene resolviendo la siguiente ecuación (solución real):

$$\varphi^2 * \psi^3 + \varphi * (2 + \varepsilon) * \psi^2 + (1 + 2 * \varepsilon) * \psi - (2 + \varphi) * \varepsilon = 0$$

Como $T_{k1} \geq T_{res}/4$

$$\varphi = 0,26$$

$$\varepsilon = 0,75$$

$$\psi = 0,577$$

Por lo que:

$$F_t = 1,1 * F_{st} * (1 + \varphi * \psi) = 8,761 \text{ kN}$$

4.5. APROXIMACIÓN DE CONDUCTORES

El valor del desplazamiento máximo por oscilación en cortocircuito:

$$b_h = \begin{cases} C_f * C_d * b_c * \text{sen}(\delta_1) & \text{si } \delta_m \geq \delta_1 \\ C_f * C_d * b_c * \text{sen}(\delta_m) & \text{si } \delta_m < \delta_1 \end{cases}$$

C_f es un factor experimental que cubre las variaciones de la curva de equilibrio del cable durante el defecto, y su valor es:

$$C_f = \begin{cases} 1,05 & \text{si } r \leq 0,8 \\ 0,97 + 0,1 * r & \text{si } 0,8 \leq r \leq 1,8 \\ 1,15 & \text{si } r \geq 1,8 \end{cases}$$

Por lo que:

$$C_f = 1,05$$

C_d es un factor que considera los aumentos de la flecha debidos a la elongación elástica y térmica y puede obtenerse por la expresión:

$$C_d = \sqrt{1 + \frac{3}{8} * \left(\frac{1}{b_c}\right)^2 * (\varepsilon_{ela} + \varepsilon_t)}$$

Donde:

$$\varepsilon_{ela} = (F_t - F_{st}) * N$$

$$\varepsilon_t = \begin{cases} C_{th} * \left(\frac{I_{k3}}{n * A_s}\right)^2 * \frac{T_{res}}{4} & \text{si } T_{k1} \geq \frac{T_{res}}{4} \\ C_{th} * \left(\frac{I_{k3}}{n * A_s}\right)^2 * \frac{T_{k1}}{4} & \text{si } T_{k1} < \frac{T_{res}}{4} \end{cases}$$

Y C_{th} es un factor que expresa la dilatación térmica. El cual toma el valor de $0,27 * 10^{-18} \frac{m^4}{A^2s}$ para el conductor duplex Rail.

Como $T_{k1} \geq \frac{T_{res}}{4}$:

$$\varepsilon_t = 4,65 * 10^{-5}$$

$$\varepsilon_{ela} = 6,09 * 10^{-4}$$

$$C_d = 1$$

Finalmente, como $\delta_m \geq \delta_1$:

$$b_h = 0,476m$$

4.6. DISTANCIA MÍNIMA

La distancia mínima entre conductores en cortocircuito:

$$D = a - b_h * 2 - 0,4 = 3,124 m$$

Por lo tanto, resulta adecuada la separación de 13,5 m de anchura de calle y 4 m entre conductores para cumplir los requisitos de aislamiento permanente y temporal.

4.7. DISTANCIAS MÍNIMAS QUE ADOPTAR

De acuerdo con los cálculos realizados y teniendo en cuenta lo que se expone en la MIE-RAT 12 e IEC-71 se proponen las siguientes distancias mínimas que deberán respetarse:

Distancia fase-tierra: 2,1 m

Distancia fase-fase: 2,1 m

5. CÁLCULO PARA LA SELECCIÓN DE AUTOVÁLVULAS.

En este apartado se justifica mediante cálculos la determinación de las características que deben cumplir las auto válvulas para la protección frente a sobretensiones de tipo rayo o atmosféricas y de funcionamiento.

Se calcula el factor de puesta a tierra k , con el fin de comprobar el sistema de puesta a tierra:

Partiendo de los datos:

- $U_n = 220$ kV

- $U_m = 245$ kV (Tensión máxima del sistema)

- $U_{BIL} = 1050$ kV (Tensión soportada a tipo rayo)

- $t = 0,5$ (duración máxima de cortocircuito)

- Conexión del neutro

$$k = \frac{U_{tov}}{U_{ca}} = 1,39$$

Donde:

$$U_{ca} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 141,45 \text{ kV (Tensión de funcionamiento continuo)}$$

$$U_{tov} = 1,4 * U_{ca} * \left(\frac{t}{10}\right)^{0,002} = 196,84 \text{ kV}$$

Como $k \leq 1,4$ será una conexión rígida a tierra

- Debe ser de clase 2 o clase 3 con corriente de descarga de 10 kA.

- La tensión de funcionamiento continuo debe ser:

$$U_{ca} \geq 141,45 \text{ kV}$$

- La tensión residual debe ser (Con margen de seguridad de 20%)

$$U_p \leq \frac{U_{BIL}}{1,2} \leq 875 \text{ kV}$$

Según estos valores se escoge la válvula EXLIM Q-D de ABB.

6. RED DE TIERRAS:

6.1. RED DE TIERRAS INFERIORES.

Para el cálculo de la red de tierras se tienen en cuenta los valores máximos de tensiones de paso y contacto que establece el Reglamento de Alta Tensión, en su ITC-RAT 13, así como la norma IEEE-80-2000: "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding".

Los resultados del estudio geotécnico realizado por el Instituto geológico y minero de España concluyen en que el terreno es, en su mayor parte pizarroso con estratificaciones graníticas con un valor de resistividad de $300 \Omega \cdot \text{m}$, sin embargo, debido a las estratificaciones la subestación será rellenada con terreno mejorado.

Los datos utilizados para el diseño son los siguientes:

- Tiempo de despeje de falta: 0,5 s
- Intensidad de falta monofásica a tierra: 15,4 KA
- Resistividad del terreno natural $300 \Omega \cdot \text{m}$
- Resistividad de la capa superficial de grava: $3000 \Omega \cdot \text{m}$
- Resistividad de la capa superficial asfalto: $5000 \Omega \cdot \text{m}$
- Resistividad del terreno mejorado en el interior de la subestación: $200 \Omega \cdot \text{m}$

El valor admisible de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta t_f será de 204 V según la tabla 1 del ITC-RAT 13.

Por lo tanto, la tensión de paso admisible (U_{pa}) será 31 V teniendo que es diez veces la tensión de contacto admisible.

La resistividad superficial aparente se calcula gracias a la ecuación (3) del ITC-RAT 13

$$\rho = \rho_s * C_s = \rho_t * \left(1 - \frac{\left(0,09 * \left(1 - \frac{\rho_t}{\rho_s} \right) \right)}{2 * h_s + 0,09} \right)$$

- C_s coeficiente reductor de la resistividad de la capa superficial.

- h_s espesor de la capa superficial, en metros.

- ρ_t resistividad del terreno natural o mejorado.

- ρ_s resistividad de la capa superficial.

Se distinguirá entre las distintas zonas de la subestación, que abarca perímetro vallado, perímetro de la propia subestación y viales asfaltados.

- Resistividad aparente en el perímetro vallado:

$$\rho = 300 \Omega \cdot m$$

- Resistividad aparente en el parque, el cual está mejorado y a la vez cubierto por una capa de grava de 7 cm.

$$\rho = 3000 * \left(1 - \frac{\left(0,09 * \left(1 - \frac{200}{3000} \right) \right)}{2 * 0,07 + 0,09} \right) = 1904,34 \Omega \cdot m$$

- Resistividad aparente en los viales de la subestación, los cuales están asfaltados con una capa de 5 cm

$$\rho = 5000 * \left(1 - \frac{\left(0,09 * \left(1 - \frac{200}{5000} \right) \right)}{2 * 0,05 + 0,09} \right) = 2726,32 \Omega \cdot m$$

A partir de esos valores se pueden determinar las tensiones máximas admisibles de paso y de contacto siguiendo las ecuaciones (1) y (2) del ITC-RAT 13

$$V_p = U_{pa} * \left(1 + \frac{2 * R_{a1} + 6 * \rho_s}{1000} \right)$$

$$V_c = U_{ca} * \left(1 + \frac{R_{a1} + 1,5 * \rho_s}{1000}\right)$$

Donde R_{a1} representa la resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante, es decir calzado de seguridad. Se suele tomar el valor de 2000 Ω para hacer cálculos.

- En el perímetro vallado:

$$V_p = 13872V$$

$$V_c = 500$$

- En el parque:

$$V_p = 33509,21 V$$

$$V_c = 1242,25 V$$

- En los viales de la subestación:

$$V_p = 43570,15 V$$

$$V_c = 1242,25 V$$

Para calcular la resistencia de puesta a tierra, se utiliza la siguiente expresión. Teniendo en cuenta que la instalación de puesta a tierra será de malla.

$$R_g = \rho * \left(\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20} A} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right)$$

Donde:

- ρ es la resistividad del terreno (el cual ha sido mejorado).
- $L = 2 * \left(\frac{119,5}{10} * (16,11 + 61) \right) + 2 * \frac{21,44}{10} * 61 = 2104,497 m$ es la longitud total del conductor enterrado
- h es la profundidad de enterramiento del conductor (1 m)
- $A = (119,5 * 16,11) + (21,44 + 119,5 * 61) = 10522,485 m^2$ es la superficie ocupada por la malla

$$R_g = 0,95 \Omega$$

Se ha considerado la malla de celdas formadas de 10 ^10 metros compuesta por cable de cobre de 100 mm^2

- Intensidad de defecto a tierra:

Se considera la intensidad más desfavorable de falta a tierra (15,4 kA).

El MIE-RAT 13 establece un coeficiente reductor del 30% por tener el neutro rígido a tierra en la instalación. Además, de acuerdo con la IEEE-80-2000 se puede aplicar un factor reductor en función de los caminos de retorno adicionales que suponen los hilos de guarda de las líneas de distribución y de transmisión que llegan a la subestación.

Dado que la subestación cuenta exclusivamente con líneas se considera que el 100% resulta contribución remota y 0% local se puede utilizar el método gráfico de con la siguiente gráfica mostrada abajo. Como la resistencia de puesta a tierra resulta 0,95 Ω se traza una línea en el eje y hasta cortar con la proporción 1/1 (2 líneas de evacuación y dos conexiones con transporte) Resultando en un factor de reducción del 45 %.

Por lo tanto, la corriente de falta disipada a tierra por la malla será:

$$I_g = 15400 * 0,7 * 0,55 = 5929 A$$

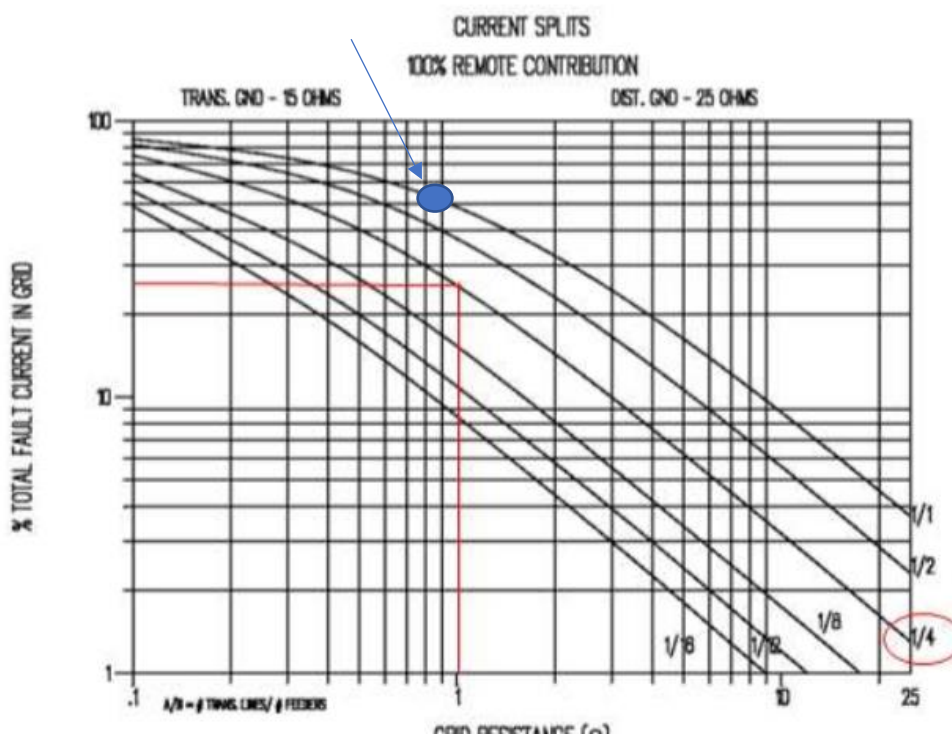


Figura 2: Gráfica para determinar el coeficiente Sf

- Evaluación de las tensiones de paso y contacto:

Utilizando la norma IEEE-80 se pueden calcular los valores previstos de tensiones de paso y de contacto para un determinado valor de falta y un diseño previo de la malla de puesta a tierra.

Los datos son:

- Resistividad del terreno : $200 \Omega * m$
- Espaciado medio entre conductores D: 10 m
- Profundidad del conductor enterrado h: 1 m
- Diámetro del conductor d: 0,010 m
- Longitud del conductor enterrado L_c : 2104,497 m
- Intensidad de defecto I_g : 5,93 kA
- Longitud del perímetro de la malla L_p : 436,1 m
- Longitud máxima de la valla en la dirección x L_x : 140,94 m
- Longitud máxima de la valla en la dirección y L_y : 77,11 m
- Máxima distancia entre dos puntos en la malla: 163,56 m
- Número de conductores en paralelo n.

Partiendo de los datos indicados y resolviendo las fórmulas del IEEE 80, se obtienen los siguientes resultados:

$$K_h = \sqrt{1 + h} = 1,414$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 * n = 2,53$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 * n)^{\frac{2}{n}}} = 0,60$$

$$n = n_a + n_b + n_c + n_d = 12,72$$

$$n_a = 2 * \frac{L_c}{L_p} = 9,65$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}} = 1,03$$

$$n_c = \left(L_x * \frac{L_y}{A} \right)^{0,7 * \frac{A}{L_y * L_x}} = 1,02$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} = 1.02$$

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left(\ln \left(\frac{D^2}{16 * h * D} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left(\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right) \right) = 0,159$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right) = 0,22$$

Y los valores de tensiones de paso y de contacto son:

$$E_{ca} = \rho * K_m * K_i * \frac{I_g}{L} = 226,7 V$$

$$E_{pa} = \rho * K_s * K_i * \frac{I_g}{L} = 313,67 V$$

Los valores obtenidos cumplen perfectamente con los valores límites establecidos en el ITC-RAT 13.

- Sección mínima del conductor

Se utiliza la expresión indicada en la norma IEEE 80 usando conductores de cobre:

$$A = I * \frac{1}{\sqrt{\left(TCAP * \frac{10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \rho_r} \right) * \ln \left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right)}} = 11,548 mm^2$$

Donde:

- I es la mitad de la corriente de falta a tierra.
- tc es el tiempo máximo de despeje de falta.
- Tm: Temperatura máxima que pueden alcanzar el conductor y las uniones (300°C)
- Ta: Temperatura ambiente (40°C)
- TCAP: Capacidad térmica del conductor (3,42 J/cm³°C)
- α_r coeficiente térmico de resistividad a 20 °C (0,00381 1/°C)
- ρ_r resistividad del conductor a 20°C (1,78 $\mu\Omega * cm$)
- Ko: inversa del coeficiente térmico de resistividad a 0°C (242)

(Dichos valores se han consultado en la tabla 1 de la norma IEEE 80)

Se observa que la sección del conductor planteado es mayor que la sección mínima requerida.

La densidad máxima de corriente que puede soportar el conductor de cobre es de 192 A/mm² y nuestro conductor, por lo tanto, podrá soportar 19,2 kA. Se observa que existe un margen bastante amplio por lo que no conllevará ningún problema.

-Conclusiones:

Una vez finalizada la obra se medirán las tensiones de paso y de contacto para verificar la seguridad de la instalación.

6.2. RED DE TIERRAS SUPERIORES

El funcionamiento de la red de tierras superiores consiste en la captación de las descargas atmosféricas y su conducción a la malla enterrada para que dicha descarga sea disipada sin que se ponga en peligro la seguridad del personal y la instalación.

Consiste en un conjunto de hilos de guarda o de puntas Franklin sobre columnas. Los cuales están unidos a la malla de tierra por medio de la propia estructura metálica que los soporta. Dicha unión eléctrica con la malla resulta suficiente.

Se ha adoptado como sistema de protección de tierras superiores el modelo electro geométrico de las descargas atmosféricas.

El criterio de seguridad que se establece es el de apantallamiento total de los embarrados y de los equipos que conforman el aparellaje. Cualquier descarga atmosférica que pueda originar cualquier tensión peligrosa y que sean superiores al nivel de aislamiento de la instalación deben ser captadas por los hilos de guarda.

Este apantallamiento se consigue mediante una disposición que asegura que la zona de captación de descargas peligrosas de los hilos de guarda y de las puntas Franklin contiene totalmente a las correspondientes partes bajo tensión.

La zona de captura se establece a partir del radio crítico de cebado (r) y que viene dado por la expresión:

$$r = 8 * I^{0,65}$$

Donde:

$$I = 1,1 * U * \frac{N}{Z} = 11,54 \text{ kA}$$

Siendo:

- U Tensión soportada a impulsos tipo rayo (1050 kV)
- N Número de líneas conectadas a la subestación (4)
- Z impedancia característica de las líneas (400 Ω valor típico)

Por lo tanto, la zona de captura será:

$$r = 39,22 \text{ m}$$

El radio crítico de 33m con centro en las puntas Franklin, en el centro de los amarres de los hilos de guarda y en su punto más bajo, cuyo emplazamiento se refleja en los planos correspondientes, garantiza el apantallamiento total de la instalación.

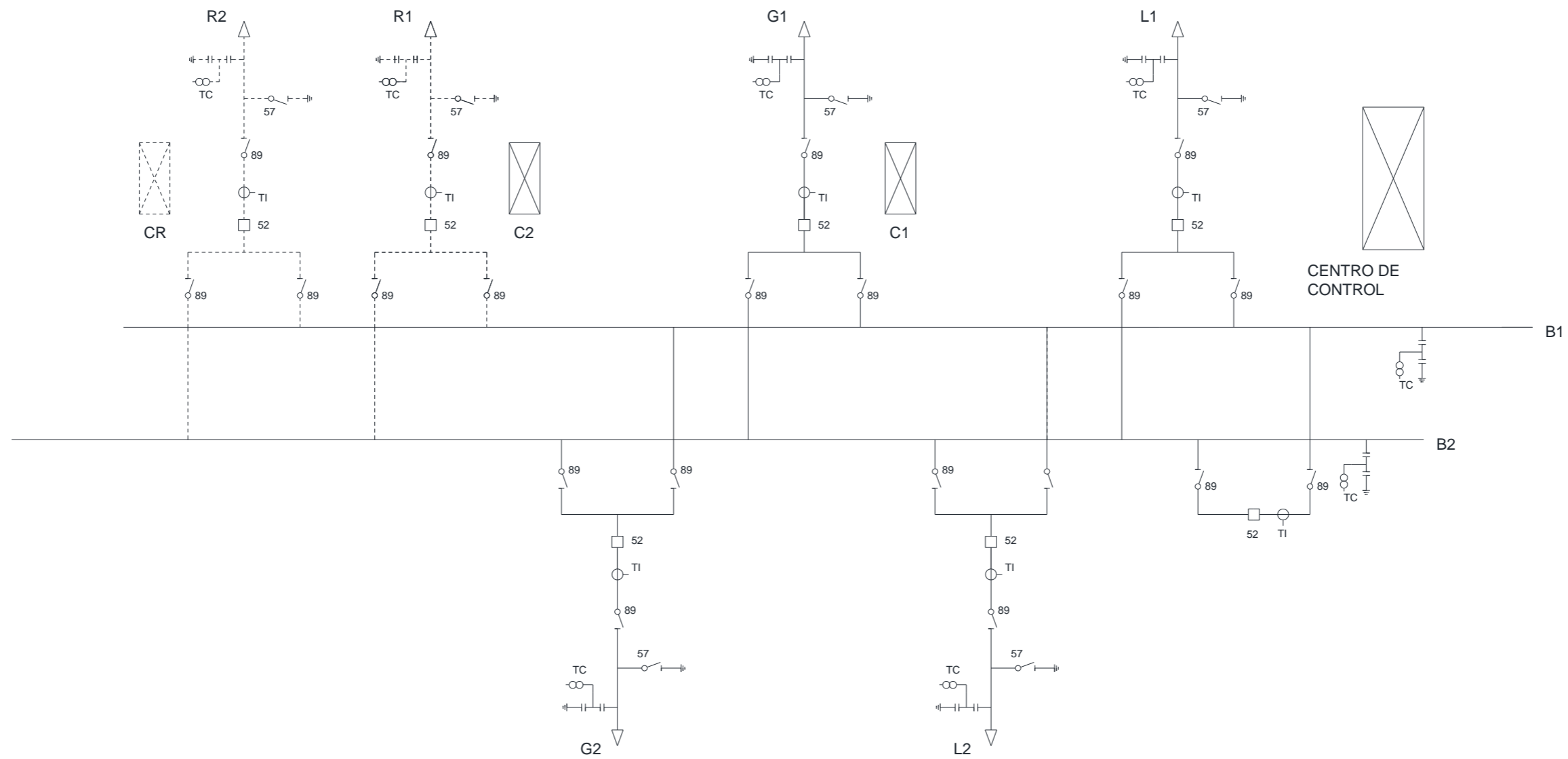
DOCUMENTO 3, PLANOS

PLANOS:

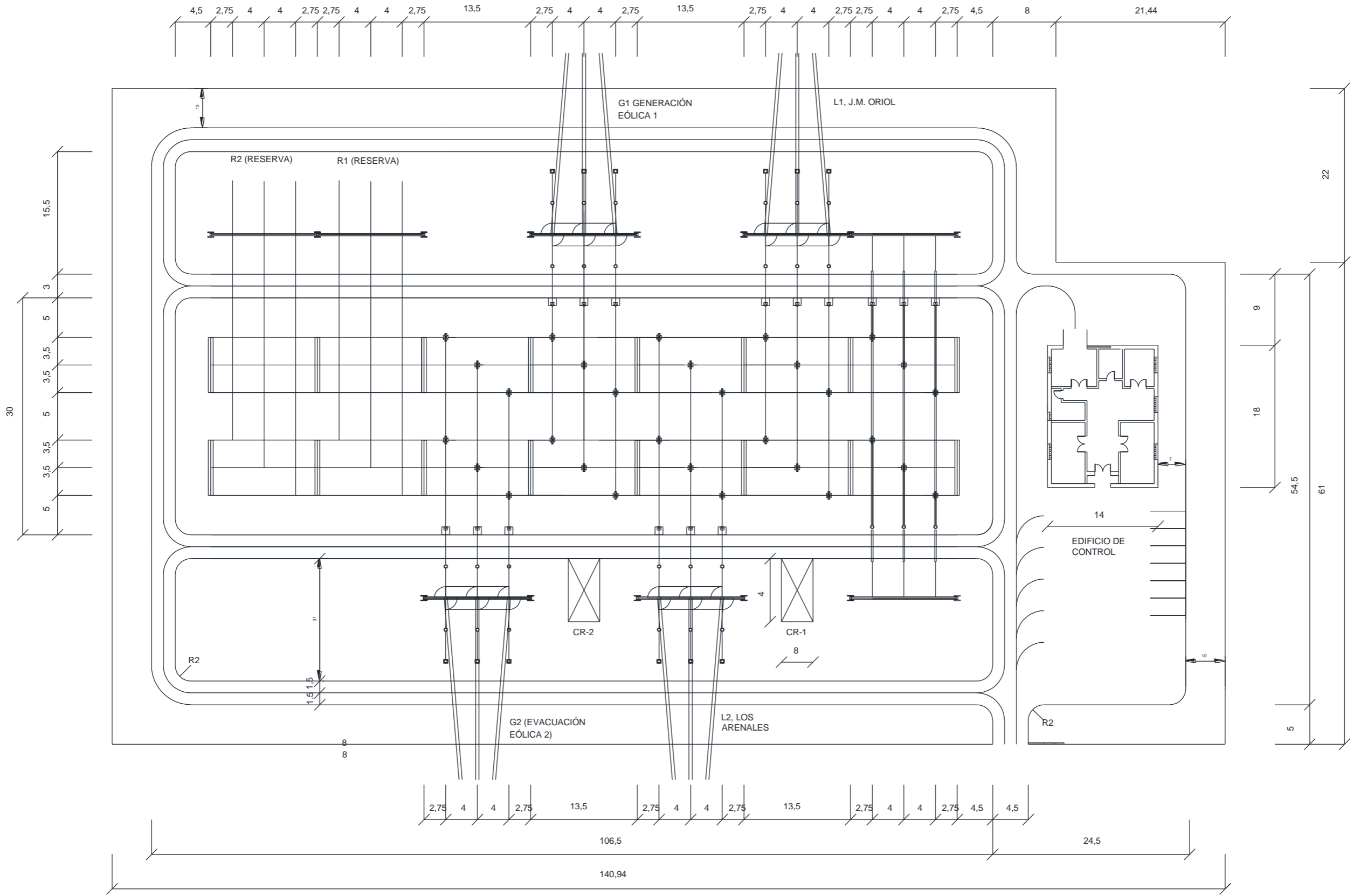
ÍNDICE:

1. Unifilar simplificado.
2. Planta trifilar.
3. Perfil de calle 1.
4. Perfil de calles 2 y 3.
5. Perfil de calles 4 y 5.
6. Red de tierras inferior.
7. Edificio de control

(“Las cotas se indican en metros”)

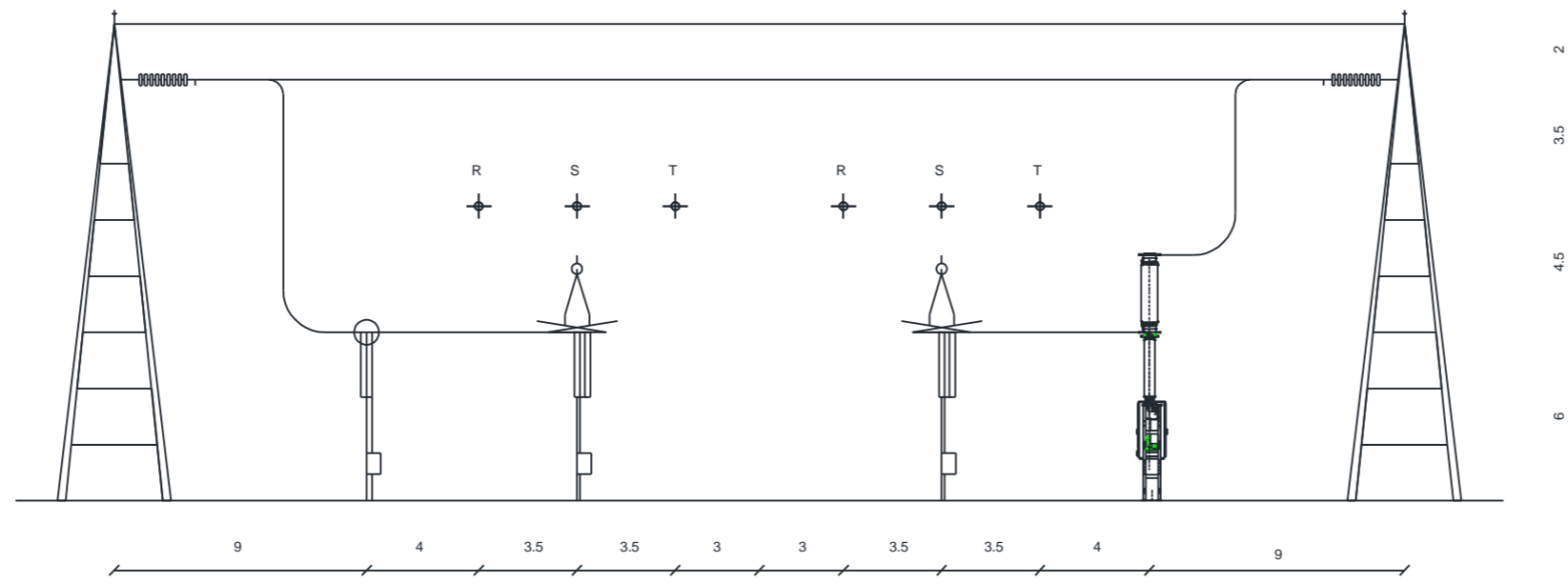


REVISIONES				PLANO	PROYECTO: SUBESTACIÓN 220 KV DOBLE BARRA	
nº	DESCRIPCIÓN	APROBADO	FECHA		REE	DESCRIPCIÓN: UNIFILAR SIMPLIFICADO
				DISEÑO: ARTURO CUARTERO GARCÍA		ESCALA: - -



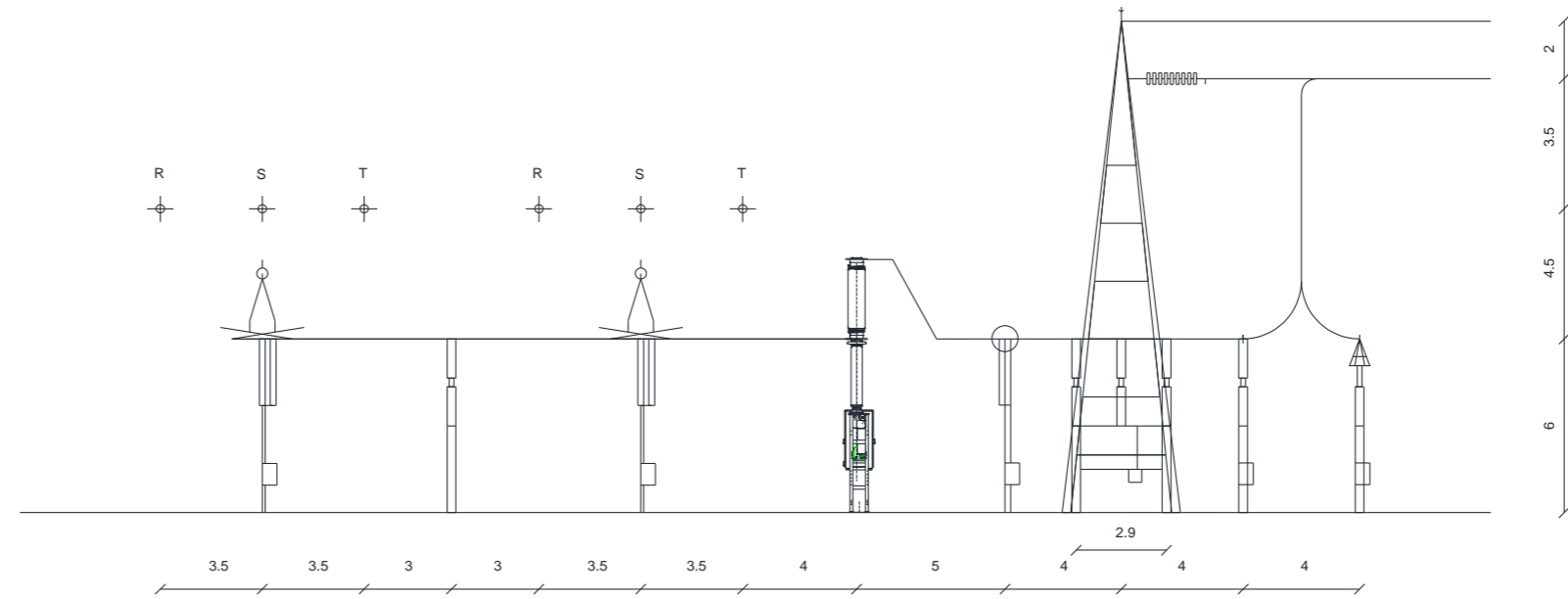
REVISIONES				PLANO	PROYECTO: SUBESTACIÓN 220 KV DOBLE BARRA
nº	DESCRIPCIÓN	APROBADO	FECHA		
				REE	DESCRIPCIÓN: PLANTA TRIFILAR
				DISEÑO: ARTURO CUARTERO GARCÍA	ESCALA: 1:500
					FORMATO A3

CALLE 1, ACOPLE

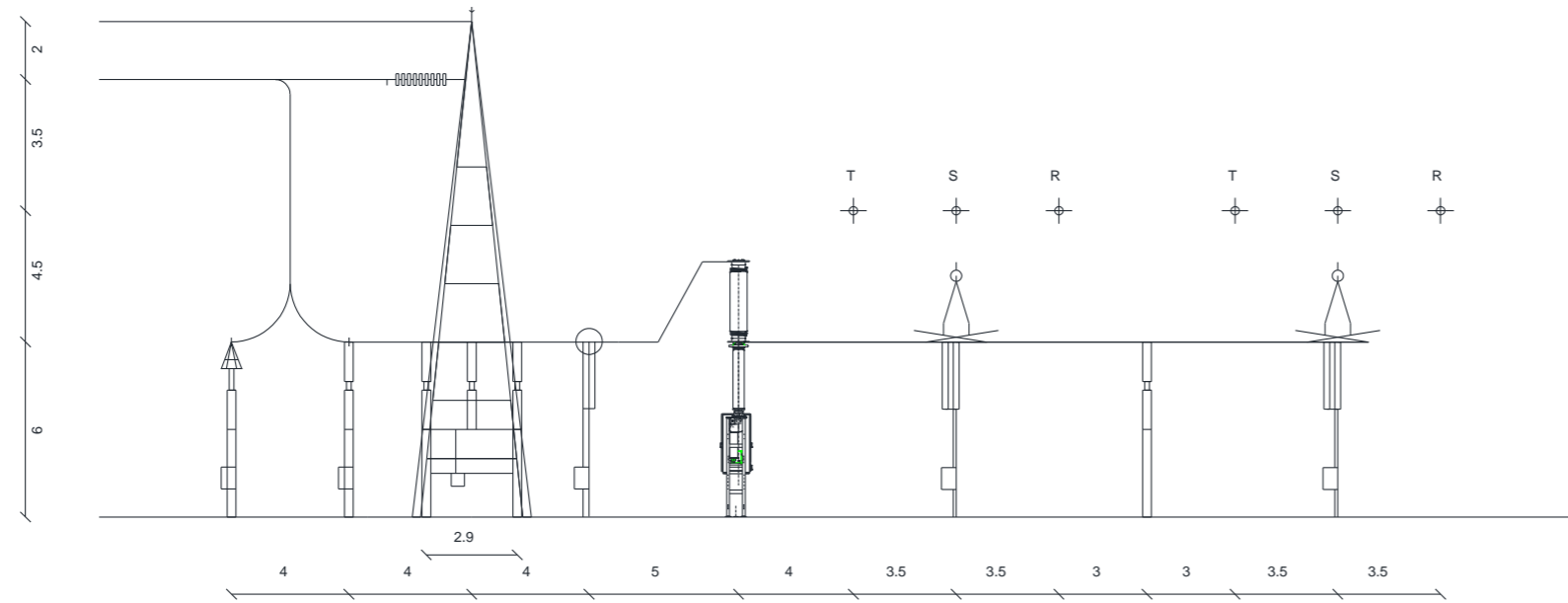


REVISIONES				PLANO	PROYECTO: SUBESTACIÓN 220 KV DOBLE BARRA	
nº	DESCRIPCIÓN	APROBADO	FECHA		REE	DESCRIPCIÓN: PERFIL-CALLE 1 (ACOPLE)
				DISEÑO: ARTURO CUARTERO GARCÍA		ESCALA: 1:250

CALLE 2, L1

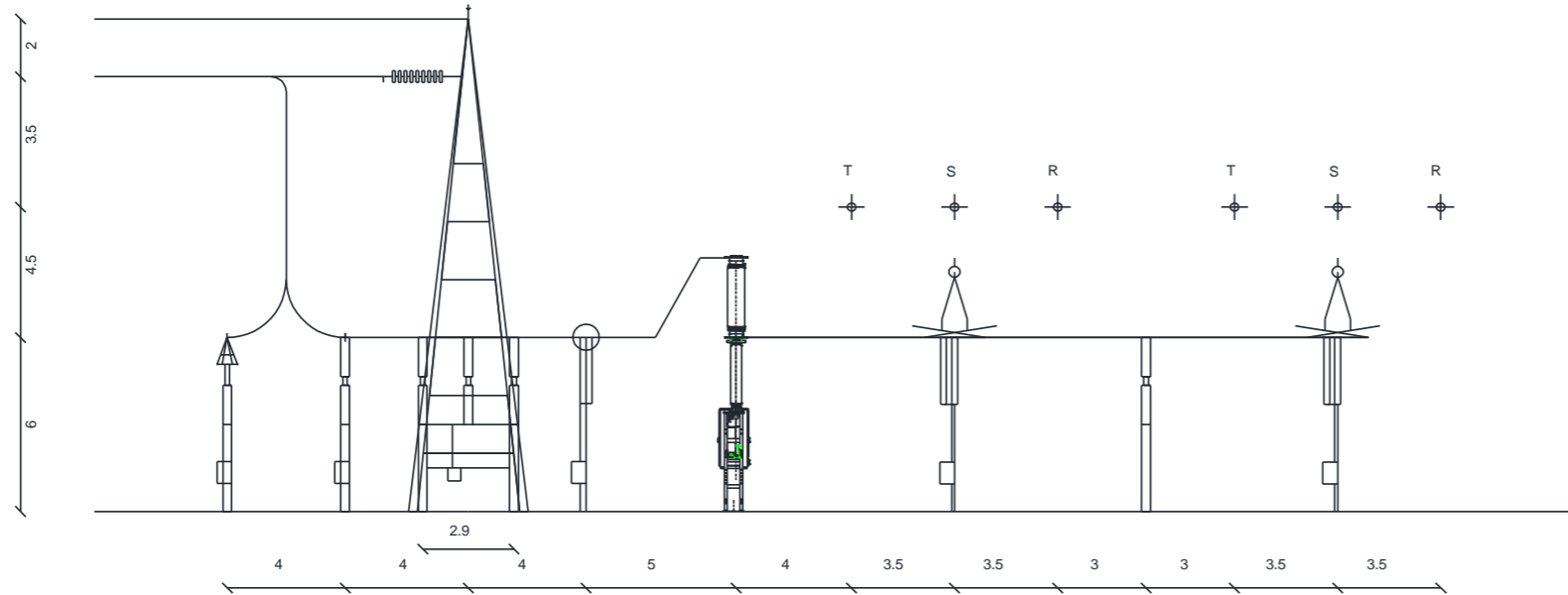
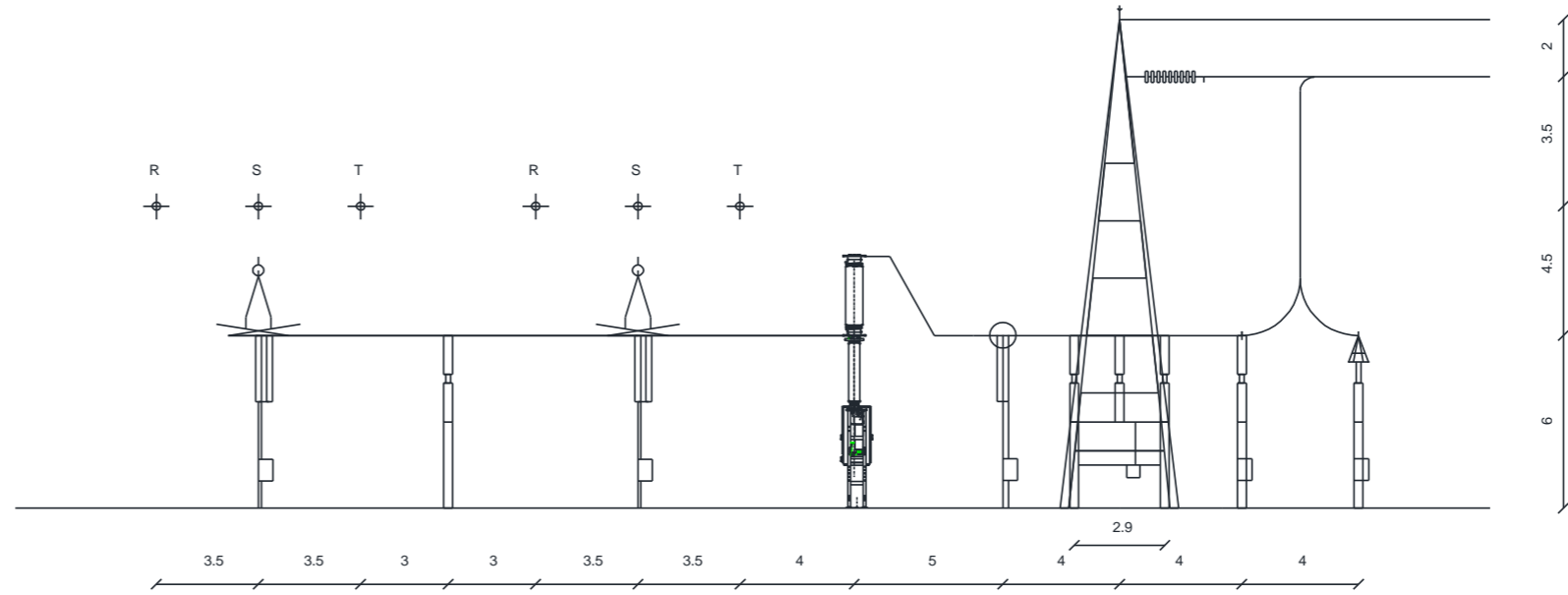


CALLE 3, L2



REVISIONES				PLANO	PROYECTO: SUBESTACIÓN 220 KV DOBLE BARRA	
nº	DESCRIPCIÓN	APROBADO	FECHA		REE	DESCRIPCIÓN: PERFIL - CALLE 2 Y CALLE 3
				DISEÑO: ARTURO CUARTERO GARCÍA		ESCALA: 1:250

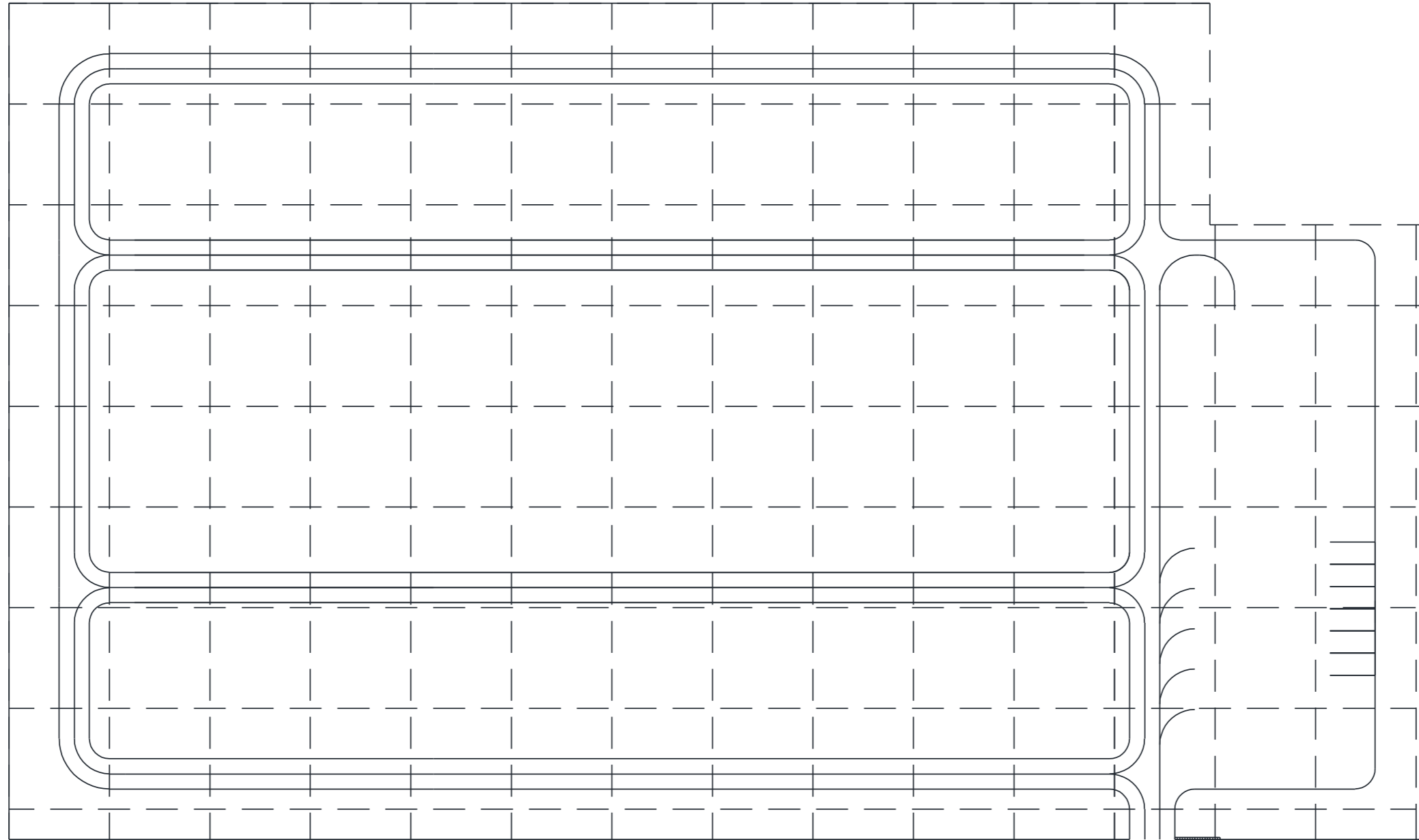
CALLE 4, G1



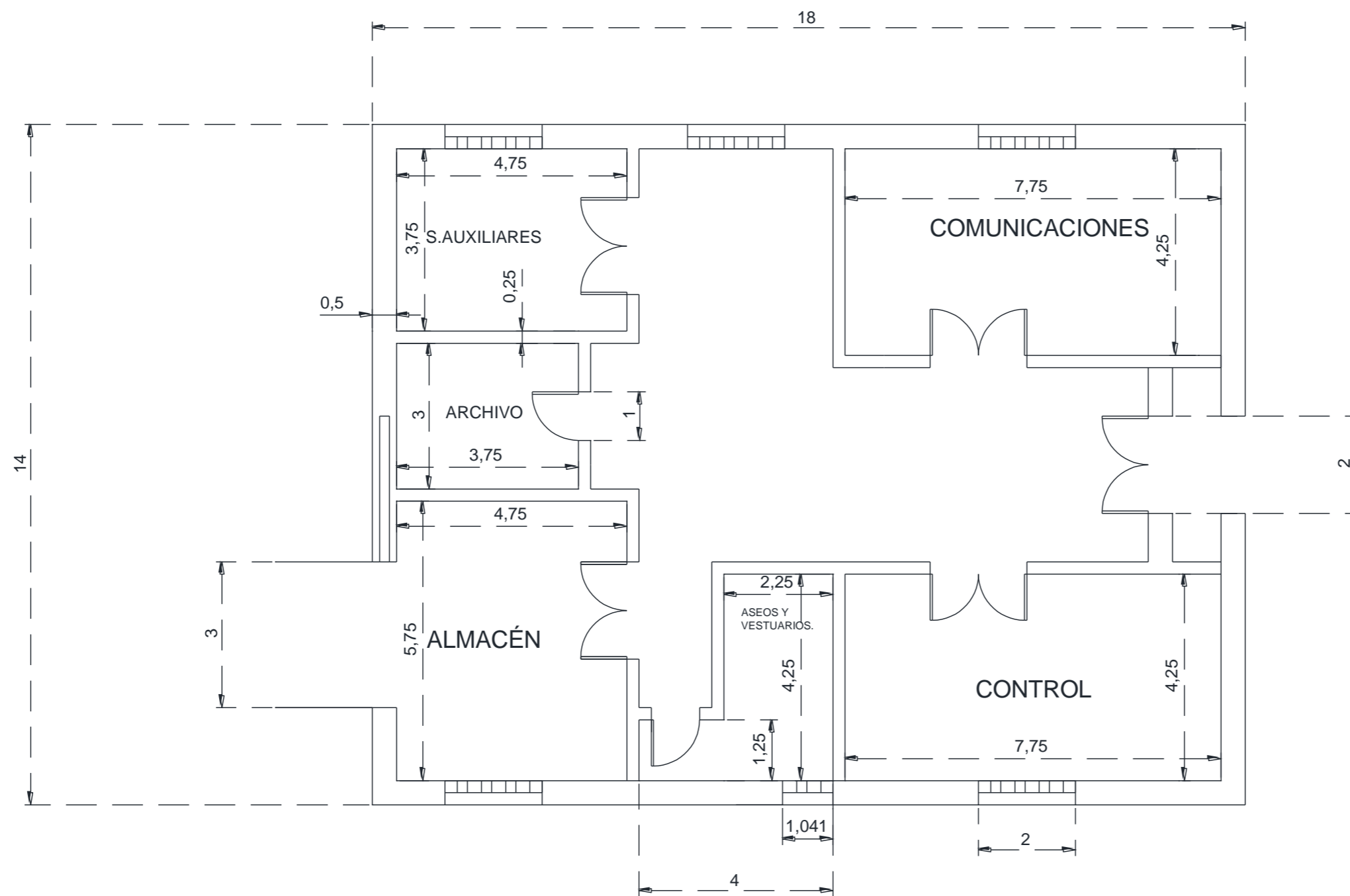
CALLE 5, G2

REVISIONES				PLANO	PROYECTO: SUBESTACIÓN 220 KV DOBLE BARRA	
nº	DESCRIPCIÓN	APROBADO	FECHA		DESCRIPCIÓN: CALLE 4 Y CALLE 5	
				REE	DESCRIPCIÓN: CALLE 4 Y CALLE 5	
					DISEÑO: ARTURO CUARTERO GARCÍA	ESCALA: 1:250

10
10



REVISIONES				PLANO	PROYECTO: SUBESTACIÓN 220 KV DOBLE BARRA	
nº	DESCRIPCIÓN	APROBADO	FECHA		REE	DESCRIPCIÓN: RED DE TIERRAS INFERIOR
				DISEÑO: ARTURO CUARTERO GARCÍA		ESCALA: 1:500



REVISIONES				PLANO	PROYECTO: SUBESTACIÓN 220 KV DOBLE BARRA	
nº	DESCRIPCIÓN	APROBADO	FECHA			
				REE	DESCRIPCIÓN: EDIFICIO DE CONTROL	
				DISEÑO: ARTURO CUARTERO GARCÍA	ESCALA: 1:100	FORMATO A3

DOCUMENTO 4, ANEJOS

ANEJOS

ÍNDICE:

1. DOCUMENTACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE APARAMENTA Y EQUIPOS IMPLANTADOS.

- INTERRUPTORES DE POTENCIA. (HPL-245 B1 DE ACCIÓN MONOPOLAR ABB)

HPL B1

Operación monopolar

Tensión nominal: 72,5 - 300 kV

Dimensiones estándar (mm)

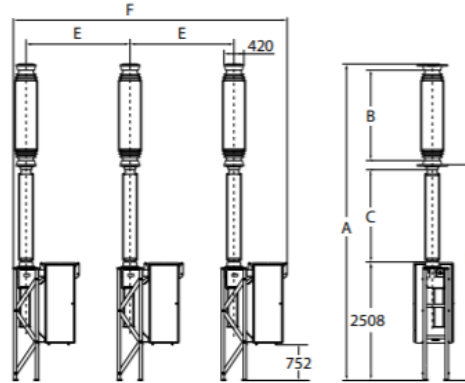
Tensión nominal	A	B	C	D	E*	F
72,5 kV	5213	1724	655	3270	2500	6400
170 kV	6063	1724	1505	4120	2500	6400
245 kV	6703	1914	1955	4570	3500	8400
300 kV	7163	2124	2205	4820	3500	8400

*1 Distancias de fase recomendadas

Dimensiones disponibles (mm)

Tensión nominal	Altura hasta la parte inferior del aislador				
72,5-300 kV	1950	2508*	2992	3642	4142

*1 Estándar



		HPL 72,5B1	HPL 170B1	HPL 245B1	HPL 300B1	HPL 420B2	HPL 550B2	HPL 800B4
Número de cámaras de corte por polo		1	1	1	1	2	2	4
Tensión nominal	kV	72,5	170	245	300	420	550	800
Frecuencia nominal	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Nivel soportado a la frecuencia industrial ¹⁾								
- A tierra y entre fases	kV	140	325	460	380	520	620	830
- A través de polo abierto	kV	140	325	460	435	610	800	1150
Nivel soportado a impulso tipo atmosférico (LIWL)								
- A tierra y entre fases	kV	325	750	1050	1050	1425	1550	2100
- A través de polo abierto	kV	325	750	1050	1050 (+170)	1425 (+240)	1550 (+315)	2100 (+455)
Nivel soportado a impulsos tipo operación (SIWL)								
- A tierra/entre fases	kV	-	-	-	850/1275	1050/1575	1175/1760	1550/2480
- A través de polo abierto	kV	-	-	-	700 (+245)	900 (+345)	900 (+450)	1175 (+650)
Corriente nominal de servicio	A	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	kA	63 ²⁾	63 ²⁾	63 ²⁾	63 ²⁾	63 ²⁾	63 ²⁾	63 ²⁾
Factor de primer polo		1,5	1,5	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3
Cresta de corriente de cierre	kA	158/164	158/164	158/164	158/164	158/164	158/164	158/164
Duración de cortocircuito	s	3	3	3	3	3	3	3
Tiempo de cierre	ms	<65	<65	<65	<65	<65	<65	<65
Tiempo de apertura	ms	<22	<22	<22	<22	<22	<22	<22
Tiempo de corte	ms	33	33	33	33	33	33	33
Tiempo muerto	ms	300	300	300	300	300	300	300
Secuencia de operación nominal	-	O-0,3 s-CO-3 min-CO o CO-15 s-CO						

- SECCIONADORES DE BARRAS. (GW54 252 KV ABB)

Technical data - GW54

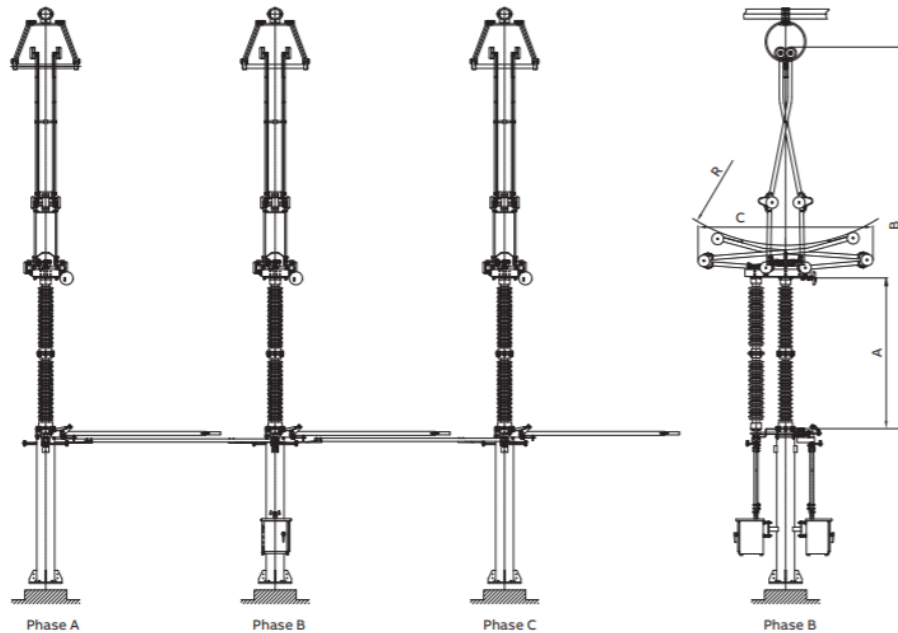
Disconnector without earth switch		Units						
Disconnector with one earth switch		A	Upto 4000	Upto 4000	Upto 4000	Upto 4000	Upto 4000	Upto 5000
Rated voltage	kV	126	145	252	300	420	550	
Rated current	A	Upto 4000	Upto 4000	Upto 4000	Upto 4000	Upto 4000	Upto 5000	
Rated peak withstand current for disconnector and earth switch	kA (peak)	100	100	125	125	160	160	
Rated short time withstand current for disconnector and earth switch	kA (rms)	40	40	50	50	63	63	
Rated power frequency withstand voltage at 50 Hz for 1 min	To earth and between phases	kV (rms)	230	275	460	460	560	740
	Across the isolating distance	kV (rms)	265	315	530	606	750	740+315
Rated lightning impulse withstand voltage (1.2 / 50 μs)	To earth and between phases	kV	550	650	1050	1050	1425	1675
	Across the isolating distance	kV	630	750	1200	1250	1425+240	1675+450
Rated switching impulse withstand voltage	To earth and between phases	kV	—	—	—	850	1050	1300
	Across the isolating distance	kV	—	—	—	700+245	900+345	1175+450
Resistance of circuit	μΩ	≤ 100	≤ 100	≤ 100	≤ 100	≤ 100	≤ 100	
Radio interference voltage	μV	≤ 2000	≤ 2000	≤ 2000	≤ 2000	≤ 2000	≤ 2000	

Other values on request

Dimensions - GW54

	126 kV	145 kV	252 kV	300 kV	420 kV	550 kV
A	1220	1500	2300	2900	3350	4400
B	3956	4236	5825	6425	8258	10726
C	2235	2235	2668	2668	3940	4965
R	1650	1650	2550	2550	3200	4550

All dimensions are in mm.

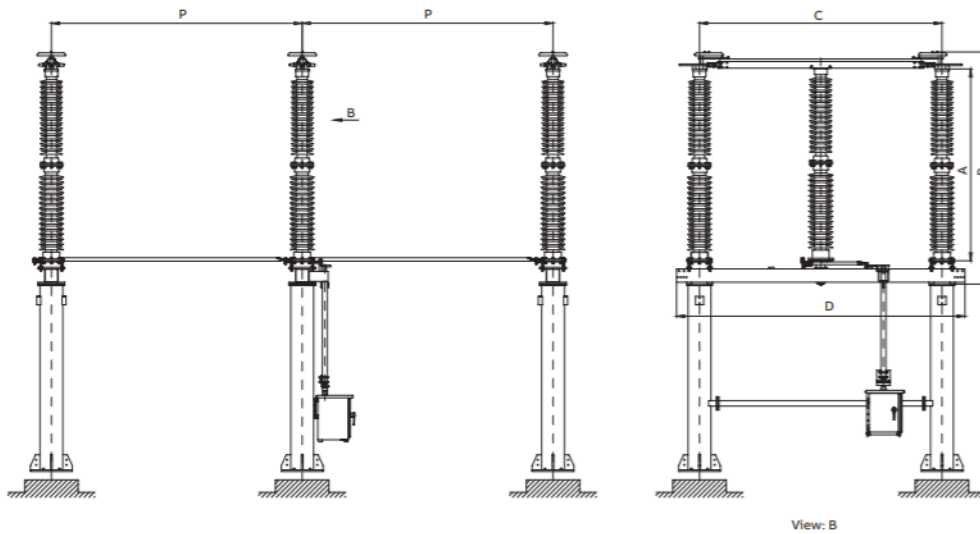


ed.

- SECCIONADORES ROTATIVOS. (GW56 245 ABB)

Technical data - GW56

Rated voltage (Ur)	kV	72.5	123	145	170	245	300
Rated frequency (fr)	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Rated normal current (Ir)	A	≤ 3150	≤ 3150	≤ 3150	≤ 3150	≤ 3150	≤ 4000
Rated short-withstand current, rated duration of short circuit (Ik, tk)	kA/s	40/3	40/3	40/3	40/3	50/3	50/3
Rated peak withstand current (Ip)	kAp	104	104	104	104	125	125
Rated power frequency withstand voltage for 1 minute							
To earth and between poles	kV	140	230	275	325	460	460
Across the isolating distance	kV	160	265	315	375	530	606
Rated lightning impulse withstand voltage (1.2/50 μs)							
To earth and between poles	kVp	325	550	650	750	1050	1050
Across the isolating distance	kVp	375	630	750	860	1200	1250
Rated switching impulse withstand voltage							
To earth and between poles	kV	—	—	—	—	—	850
Across the isolating distance	kV	—	—	—	—	—	700+245



Double Break Disconnector - GW56

Rated voltage (kV)	Outline dimensions (mm)					Depend on the substation layout
	A	B	C	D	P	
72.5	770	1106	1300	1760		
123	1220	1513	1650	2110		
145	1500	1793	2150	2610		
170	1700	1993	2150	2610		
245	2300	2637	2900	3380		
300	2900	3237	2900	3380		

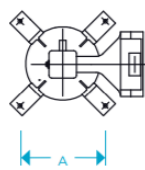
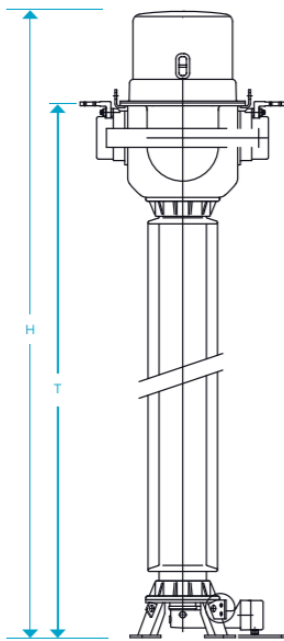
- TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD. (CA 245 ARTECHE)

Aislamiento papel-aceite > Modelo CA

Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones			Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)		A (mm)	T (mm)	H (mm)	
CA-36	36	70	170	-	900	350	1.185	1.625	250
CA-52	52	95	250	-	1.300	350	1.185	1.625	260
CA-72	72,5	140	325	-	1.825	350	1.335	1.775	280
CA-100	100	185	450	-	2.500	350	1.335	1.775	290
CA-123	123	230	550	-	3.075	350	1.665	2.095	300
CA-145	145	275	650	-	3.625	350	1.665	2.095	310
CA-170	170	325	750	-	4.250	350	1.895	2.335	330
CA-245	245	460	1.050	-	6.125	450	2.755	3.055	560
		395	950						
CA-300	300	460	1.050	850	7.500	450	3.170	3.580	650
CA-362	362	510	1.175	950	9.050	600	3.875	4.355	870
		630	1.425						
CA-420	420	575	1.300	1.050	10.500	600	3.875	4.355	920
		680	1.550						
CA-525	(525) 550	680	1.550	1.175	13.125	600	4.530	5.365	1.200
CA-550	(525) 550	800	1.800	1.175	13.750	600	5.205	5.960	1.700
CA-765	(765) 800	880	1.950	1.425	15.300	600	5.770	6.590	2.050
		975	2.100						

Dimensiones y pesos aproximados. Para necesidades especiales, consultar.

Intensidades primarias: desde 1 A hasta 5.000 A. Intensidades de cortocircuito: hasta 120 kA/1 s.

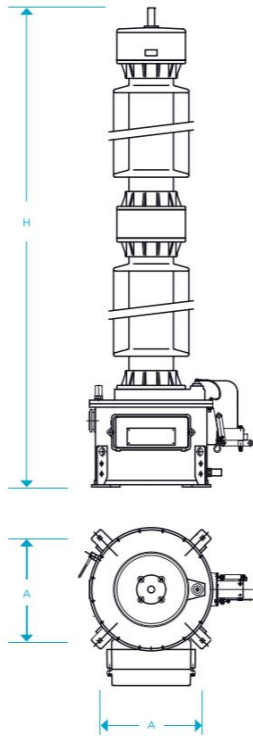


> Modelo CA

- TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS. (DFK-245 ARTECHE)

Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Capacidad estándar (pF)	Alta capacidad (pF)	Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones		Peso (kg)
		Frecuencia Industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)				A (mm)	H (mm)	
DDB-72	72,5	140	325	-	10.300	25.500	1.825	450	1.510	245
DDB-100	100	185	450	-	5.700	14.300	2.500	450	1.600	255
DDB-123	123	230	550	-	5.600	14.000	3.075	450	1.830	300
DDB-145	145	275	650	-	3.900	19.500	3.625	450	1.920	310
DDB-170	170	325	750	-	7.500	16.500	4.250	450	2.065	330
DFK-245	245	460	1050	-	5.800	11.000	6.125	450	2.885	450
		395	950							
DFK-300	300	460	1050	850	6.000	12.500	7.500	450	3.205	480
DFK-362	362	510	1175	950	4.500	10.100	9.050	450	3.675	520
		630	1.425	1.050						
DFK-420	420	575	1300	950	3.500	7.700	10.500	450	4.595	670
		680	1550	1175						
DFK-525	(525) 550	800	1800	1175	3.000	6.200	13.125	450	5.560	1.065
		880	1.950	1.425						
DFK-765	(765) 800	975	2.100	1.550	3.000	4.500	15.300	450	7.010	1.270

Dimensiones y pesos aproximados. Para necesidades especiales, consultar. Posibilidad de valores superiores de capacidad bajo pedido.

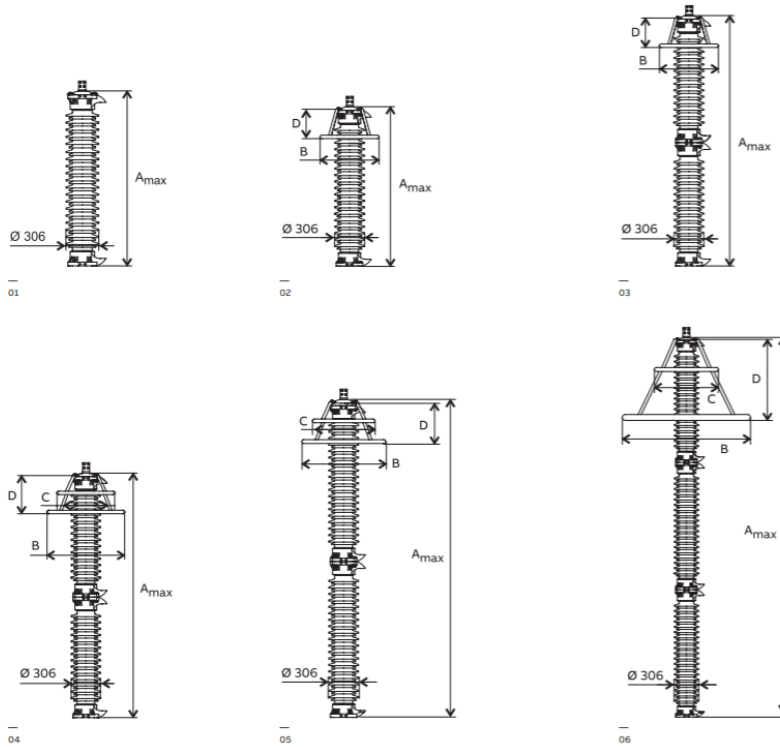


1 > Transformador de tensión capacitivo

AUTOVÁLVULAS. (EXLIM Q D ABB)

EXLIM Q-D

Technical data for housings



Brief performance data



Arrester classification as per IEC 60099-4 Ed 3.0	Station; SM
Arrester classification as per IEEE Std C62.11-2012	Station
System voltages (U _s)	170 - 420 kV
Rated voltages (U _r)	132 - 420 kV
Nominal discharge current (IEC)	10 kA _{peak}
Lightning impulse classifying current (ANSI/ IEEE)	10 kA _{peak}
Charge, energy and current withstand:	
Repetitive charge transfer rating, Q _{rc} (IEC)	2.0 C
Thermal energy rating, W _{th} (IEC)	8 kJ/ kV (U _s)
Single impulse energy capability (2 ms to 4 ms impulse)	4.5 kJ/ kV (U _s)
Discharge current withstand strength:	
• High current 4/ 10 µs	100 kA _{peak}
• Low current 2000 µs, (based on Q _{rc})	1000 A _{peak}
Energy class as per IEEE standard (switching surge energy rating)	E
Single-impulse withstand rating as per IEEE standard	2.2 C
Repetitive charge transfer test value - sample tests on all	2.7 C
Short-circuit/ Pressure relief capability	65 kA_{max(sym)}
Mechanical strength:	
Specified long-term load (SLL)	8000 Nm
Specified short-term load (SSL)	2000 Nm
Service conditions:	
Ambient temperature	-50°C to +45°C
Design altitude	max. 1000 m
Frequency	15 - 62 Hz
Line discharge class (as per IEC60099-4, Ed. 2.2)	Class 3

EXLIM Q-D

Guaranteed protective data

Max. system voltage U_n	Rated voltage U_r	Max. continuous operating voltage ⁽¹⁾		TOV capability ⁽²⁾								Max. residual voltage with current wave					
		as per IEC U_c	as per ANSI/IEEE MCOV									30/60 μ s				8/20 μ s	
				1 s	10 s	0.5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA					
kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}		
170	132	106	106	144	136	254	262	272	295	311	342	382					
	144	108	115	157	148	277	286	297	322	339	373	417					
	162	108	131	177	167	312	321	334	362	381	419	469					
	168	108	131	183	173	323	333	346	376	395	435	486					
245	180	144	144	197	185	346	357	371	402	423	466	521					
	192	154	154	210	197	369	381	396	429	452	497	555					
	198	156	160	216	204	381	393	408	443	466	512	573					
	210	156	170	229	216	404	417	433	469	494	543	608					
	216	156	175	236	222	415	428	445	483	508	559	625					
	219	156	177	239	225	421	434	451	489	515	567	634					
	228	156	180	249	235	438	452	470	510	536	590	660					
	216	173	175	236	222	415	428	445	483	508	559	625					
300	228	182	182	249	235	438	452	470	510	536	590	660					
	240	191	191	262	247	461	476	495	536	564	621	694					
	258	191	209	282	265	496	512	532	576	607	667	746					
	264	191	212	289	272	507	523	544	590	621	683	764					
362	258	206	209	282	265	496	512	532	576	607	667	746					
	264	211	212	289	272	507	523	544	590	621	683	764					
	276	211	221	302	284	530	547	569	617	649	714	798					
	288	230	230	315	296	553	571	593	643	677	745	833					
420	330	264	267	361	340	634	654	680	737	776	854	954					
	336	267	272	367	346	646	666	692	751	790	869	972					
	360	267	291	394	371	692	714	742	804	846	931	1046					
	372	267	301	407	383	715	737	766	831	875	962	1080					
	378	267	306	413	389	726	749	779	844	889	978	1098					
	381	267	308	417	392	732	755	785	851	896	985	1106					
	390	267	315	427	402	749	773	803	871	917	1013	1132					
	396	267	318	433	408	761	785	816	885	931	1029	1150					
	420	267	335	459	433	807	833	865	938	987	1091	1219					

EXLIM Q-D

Technical data for housings

Max. system voltage U_n	Rated voltage U_r	Housing	Creepage distance	External insulation ⁽¹⁾					Dimensions				
				1.2/50 μ s dry	50 Hz wet (10s)	60 Hz wet (10s)	250/2500 μ s wet	Mass	A_{max}	B	C	D	Fig
				kV_{peak}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kg	mm	mm	mm	mm	
170	132	DH170	4432	765	378	359	n.a.	155	1645	600	-	300	2
	144-168	DH170	4432	765	378	359	n.a.	155	1645	-	-	-	1
	132-144	DV170	6570	1160	556	546	924	230	2585	800	-	500	3
	162-168	DV170	6570	1160	556	546	924	230	2585	600	-	300	3
245	180-219	DH245	6570	1160	556	546	924	230	2585	800	-	500	3
	228	DH245	6570	1160	556	546	924	235	2585	600	-	300	3
	180	DV245	7717	1345	656	632	1078	270	2915	1400	1000	700	4
	192-198	DV245	7717	1345	656	632	1078	270	2915	1200	1000	600	4
	210-228	DV245	7717	1345	656	632	1078	270	2915	800	-	500	3
	228-264	DM300	6570	1160	556	546	924	240	2585	800	-	500	3
300	216	DH300	7717	1345	656	632	1078	275	2915	1400	1000	700	4
	228-240	DH300	7717	1345	656	632	1078	280	2915	1200	1000	600	4
	258-264	DH300	7717	1345	656	632	1078	275	2915	800	-	500	3
	216	DV300	9855	1740	834	819	1386	350	3859	1600	1000	1200	6
	228-240	DV300	9855	1740	834	819	1386	355	3859	1600	1000	1000	6
	258-264	DV300	9855	1740	834	819	1386	355	3859	1200	1000	800	6
	362	DM362	7717	1345	656	632	1078	280	2915	1400	1000	700	5
	276-288	DM362	7717	1345	656	632	1078	285	2915	1200	1000	600	5
420	258-288	DH362	9855	1740	834	819	1386	360	3859	1600	1000	1000	6
	258-288	DV362	12149	2110	1034	991	1694	415	4520	1800	1000	1000	6
	330-360	DM420	8864	1530	756	718	1232	325	3245	1400	1000	700	5
	330-360	DH420	11002	1925	934	905	1540	400	4190	1800	1000	1000	6
	372-396	DH420	11002	1925	934	905	1540	400	4190	1400	1000	700	6
	420	DH420	11002	1925	934	905	1540	400	4190	1200	1000	600	6
330-420	DV420	13296	2295	1134	1077	1848	465	4850	1800	1000	1000	6	

1. Sum of withstand voltages for empty units of arrester.

- AISLADORES SOPORTE. (C8-1050 Y C6-1050 POINSA)

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS / TECHNICAL SPECIFICATIONS								
Vidriado color marrón o gris <i>Brown or grey glazed</i>								
Herrajes: Fundición maleable galvanizada en caliente. <i>Fittings: Cast iron hot dip galvanized.</i>								
Montaje: Hasta 80 °C - cemento Sulfuroso <i>Cementing: Up to 80 °C. Sulphur cement</i> Montaje: Hasta 150 °C - cemento Portland <i>Cementing: Up to 150 °C. Portland cement</i>								
Ensayos según CEI 60168v <i>Tests according to IEC 60168</i>								
DESIGNACION / REFERENCE		C4-1050	C6-1050	C8-1050	C10-1050	C8-1425	C8-1550	
Línea de fuga mínima según nivel de polución CEI 60815 (mm.) <i>Minimum creepage distance according to pollution level IEC 60815 (mm.)</i>		I	3920	3920	3920	3920	6720	6720
		II	4900	4900	4900	4900	8400	8400
		III	6125	6125	6125	6125	10500	10500
		IV	7595	7595	7595	7595	13020	13020
DIMENSIONES / DIMENSIONS								
Altura del aislador montado <i>Height of the post insulator once assembled</i>		H mm	2300±3,5	2300±3,5	2300±3,5	2300±3,5	3150±4,5	3350±4,5
Diámetro máximo parte aislante <i>Maximum diameter of insulating part</i>		D mm	450	450	450	450	450	450
Diámetro Círculo de fijación <i>Bolt circle</i>		dl mm	*	225	225	225	225	225
Diámetro Círculo de fijación <i>Bolt circle</i>		d mm	200	225	254	275	275	275
DATOS ELECTRICOS / ELECTRICAL VALUES								
Tensión nominal / máxima <i>Nominal voltage / maximum voltage</i>		- kV	245	245	245	245	420	420
Tensión soportada al choque <i>Lightning impulse withstand voltage</i>		- kV	1050	1050	1050	1050	1425	1550
Tensión sop. al choque de maniobra bajo lluvia (kV) <i>Switching impulse withstand voltage wet (kV)</i>		- kV	750	750	750	750	950	1050
Tensión soportada bajo lluvia a 50 Hz <i>Power frequency withstand voltage, wet 50Hz</i>		- kV	460	460	460	460	*	*
DATOS MECANICOS / MECHANICAL VALUES								
Mínima carga de rotura a Flexión <i>Minimum bending failing load</i>		- N	4000	6000	8000	10000	8000	8000
Mínima carga de rotura a la Torsión <i>Minimum bending failing load</i>		- N	3000	3000	4000	4000	4000	4000

. PROTECCIÓN DE LÍNEA PRIMARIA (P545 SCHNEIDER)



La serie **MICOM P541-P546** ofrece una protección diferencial de corriente de alta velocidad. La versión P54x se ha diseñado para todas las aplicaciones de cables y líneas aéreas, porque se coordina fácilmente con el canal de comunicaciones (terminal a terminal) longitudinal entre terminales de línea. Las opciones de coordinación admiten fibra óptica directa o enlaces digitales multiplexados.

Se garantiza la selectividad óptima, ya que el esquema mide las corrientes que entran y salen del elemento de la planta protegido. Una falta interno provoca un disparo instantáneo, con estabilidad para cualquier falta fuera de zona. Para facilitar las pruebas, el disparo utiliza la característica probada que compara la corriente diferencial con la corriente de paso. Los elementos diferenciales de fase de este tipo ofrecen una detección constante de faltas sólidas y resistivas, con óptima selección, disparo e indicación de la fase en falta.

Integra una completa gama de protección de respaldo. De este modo aumenta la fiabilidad de la protección porque los elementos de espera activa (como zonas de distancia y sobreintensidad) pueden entrar en servicio siempre que se produzca un corte del canal de señalización.

Los dispositivos P543 y P546 ofrecen la protección de distancia subciclo residente para complementar la potente gama de protección principal y de respaldo que ya se ha probado en esta familia de productos. De la excelente versión MICOM P443 se ha adoptado el esquema completo con protección de distancia de cinco zonas.

La versión P54x se ha convertido en el estándar para todas las aplicaciones de protección de línea de alta tensión, muy alta tensión y ultra alta tensión, duplicadas donde se necesita protección principal dual redundante. Podrá efectuar cualquier combinación de diferencial, distancia, sobreintensidad y reenganche, en función de las necesidades del lugar.

- PROTECCIÓN DE LÍNEA SECUNDARIA O DE RESPALDO (SEL 421 DE SELINC)



SEL-421

Sistema de protección, automatización y control

Aplice el sistema de protección, automatización y control SEL-421 para obtener una protección de distancia y direccional de alta velocidad y un control total de una bahía de dos interruptores.

Proteja cualquier línea de transmisión mediante una combinación de cinco zonas de fase, distancia a tierra y elementos de sobrecorriente direccionales. Un sistema gráfico de interfaz de usuario brinda plantillas de aplicación y lógica para esquemas de protección de línea típicos. La lógica de sobrealcance de transitorio patentada del transformador de voltaje de capacitancia de acoplamiento (TPC) mejora la seguridad de los elementos de distancia de la zona 1. La lógica Best Choice Ground Directional Element de SEL optimiza el desempeño del elemento direccional y elimina muchos ajustes direccionales. La lógica adicional opcional impide el sobrealcance de la zona 1 en líneas con compensación en serie. Los componentes con incrementos opcionales proporcionan una operación de subciclo para su aplicación en líneas críticas que requieren eliminación de la falla de alta velocidad. La tecnología opcional de enlace de dominio del tiempo (TIDL) y la tecnología SEL Sampled Values (SV) que usa IEC 61850-9-2 transforman la manera de modernizar su subestación.

Especificaciones del SEL-421

General	
Entradas de corriente CA (6 en total)	5 A nominales 1 A nominal
Entradas de voltaje CA (6 en total)	300 V _{rms} continuo, 600 Vca por 10 segundos
Serial	1 puerto EIA-232 panel frontal y 3 panel posterior 300-57,600 bps
Ethernet	Sus protocolos de comunicación incluyen FTP, Telnet, sincrofasores, DNP3 LAN/WAN, SNTP, PRP, PTPv2 e IEC 61850 Edición 2 (opcional). Elija entre las siguientes opciones de puerto: Dos puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T Dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Un puerto de red de par trenzado 10/100BASE-T y un puerto de red de fibra óptica 100BASE-FX
Puertos TIDL	Puertos de fibra óptica: 8 Rango: ~2 km Velocidad de datos: 100 Mbps
Puertos SV	Elija entre las siguientes opciones de comunicación: Cuatro puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T Cuatro puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Dos puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T y dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Subscriber (subscriber): Hasta 4 flujos de datos SV Emisor (publisher): Hasta 7 flujos secuencias de datos SV Velocidad de datos: 80 muestras por ciclo
Entrada de tiempo preciso	Entrada de tiempo IRIG-B demodulada y PTPv2
Sincrofasores	Norma IEEE C37.118 Hasta 60 mensajes por segundo
Procesamiento	Entradas de corriente y voltaje CA: 8,000 muestras por segundo Procesamiento de protección y control: 8 veces por ciclo de sistema de potencia
Fuente de alimentación	SEL-421-4/-5 24-48 Vcd 48-125 Vcd o 110-120 Vca 125-250 Vcd o 110-240 Vca SEL-421-7 48-125 Vcd o 110-120 Vca 125-250 Vcd o 110-240 Vca
Temperatura de operación	-40°C a +85°C (-40 to +185°F) Nota: El contraste de la pantalla LCD se ve afectado por temperaturas menores a -20°C (-4°F) y por encima de debajo de +70°C (+158°F).

-PROTECCIÓN DE BARRAS (SEL 487B DE SELINC)



SEL-487B

Relé de protección diferencial para barras y falla de interruptor

El SEL-487B proporciona una detección optimizada de falla de diferencial de barra de baja impedancia mediante el uso de protección de subciclo de alta velocidad, junto con una operación de alta seguridad para fallas externas. El desempeño superior de protección se combina con funciones integradas de automatización de estación para una transición eficiente a aplicaciones nuevas y de modernización. La tecnología opcional de enlace de dominio del tiempo (TiDL) y la tecnología SEL Sampled Values (SV) compatible con la norma IEC 61850-9-2 transforman la forma en que moderniza su subestación.

Precios desde

USD 6,830 [i](#)

Especificaciones SEL-487B

General	
Entradas de corriente de CA (21 en total)	5 A nominales 1 A nominal
Entradas de voltaje CA (3 en total)	300 V _{L-N} continuo, 600 Vca por 10 segundos
Serial	1 puerto serial EIA-232 en el panel trasero y 3 en el panel frontal 300–57.600 bps
Ethernet	Los protocolos de comunicaciones incluyen FTP, Telnet, DNP3 LAN/WAN, SNMP, PRP y IEC 61850 Edición 2 (opcional). Elija entre las siguientes opciones de puerto: Dos puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T Dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Un puerto de red de par trenzado 10/100BASE-T y un puerto de red de fibra óptica 100BASE-FX
Puertos TiDL	Puertos de fibra óptica: 8 Rango: ~2 km Velocidad de datos: 100 Mbps
Puertos SV	Elija entre las siguientes opciones de puerto de comunicaciones: Cuatro puertos de red de par trenzado 10 / 100BASE-T Cuatro puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Dos puertos de red de par trenzado 10 / 100BASE-T y dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Subscriber: Tantos como 4 SV flujos de datos Velocidad de datos: 80 muestras por ciclo
Entrada de tiempo exacto	Entrada de tiempo IRIG-B demodulada y PTPv2
Procesamiento	Entradas de tensión y corriente de CA: 8,000 muestras por segundo Procesamiento de Protección y Control: 12 muestras por ciclo del sistema de potencia
Fuente de alimentación	24–48 Vcd 48–125 Vcd u 110–120 Vca 125–250 Vcd u 110–240 Vca
Temperatura de operación	–40 ° a +85 °C (–40 ° a +185 °F) Nota: El contraste de la pantalla de LCD resulta afectado con temperaturas

- PROTECCIÓN DE INTERRUPTOR (SEL 451 DE SELINC)



SEL-451

Sistema de protección, automatización y control de bahía

El SEL-451 es un sistema completamente autónomo. Cuenta con la velocidad, la potencia y la flexibilidad para combinar un control completo de la bahía de subestación con protección de interruptor de alta velocidad en un sistema económico. Puede utilizar el SEL-451 como parte integral de la solución completa de protección, control y supervisión de su subestación. Reduce los costos de mantenimiento al realizar un seguimiento exacto de la operación del interruptor. Al supervisar los tiempos de interrupción y el funcionamiento acumulado del interruptor, el SEL-451 lo ayuda a determinar con facilidad la necesidad de efectuar un mantenimiento proactivo. Puede integrar la información con sistemas SCADA o de automatización a través de procesadores de comunicaciones o directamente al puerto Ethernet. Las tecnologías opcionales de enlace de dominio del tiempo (TIDL) y SEL Sampled Values (SV) con IEC 61850-9-2 transforman la forma en que moderniza su subestación.

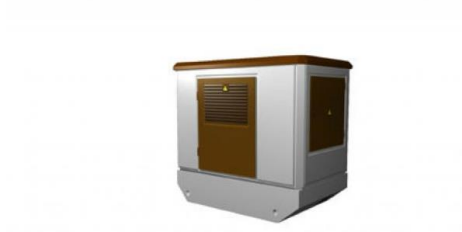
Precios desde

USD 4,200 [i](#)

Especificaciones del SEL-451

General	
Entradas de corriente CA (6 en total)	5 A nominales 1 A nominal
Entradas de voltaje CA (6 en total)	300 V _{ca} continuo, 600 Vca por 10 segundos
Entradas de voltaje LEA	0–8 V _{ca} continuo, 300 Vca por 10 segundos
Serial	1 puerto serial EIA-232 en el panel frontal y 3 puertos en el panel trasero 300–57,600 bps
Ethernet	Los protocolos de comunicaciones incluyen FTP, Telnet, sincrofasores, DNP3 LAN/WAN, SNMP, PRP y IEC 61850 Edición 2 (opcional). Elija entre las siguientes opciones de puerto: Dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Dos puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T Un puerto de red de par trenzado 10/100BASE-T y un puerto de red de fibra óptica 100BASE-FX
Puertos TIDL	Puertos de fibra óptica: 8 Rango: ~2 km Velocidad de datos: 100 Mbps
Puertos SV	Elija entre los siguientes puertos de comunicaciones: Cuatro puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T Cuatro puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Un puerto de red de par trenzado de 10/100BASE-T, y dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Subscriber: hasta como 4 flujos de datos SV Velocidad de datos: 80 muestras por ciclo
Entrada de tiempo exacto	Entrada de tiempo IRIG-B demodulada y PTPv2
Synchrophasors	Norma IEEE C37.118 Hasta 60 mensajes por segundo
Procesamiento	Entradas de voltaje y corriente CA: 8,000 muestras por segundo Procesamiento de Protección y Control: 8 veces por ciclo de sistema de potencia
Fuente de alimentación	24–48 Vcd 48–125 Vcd u 110–120 Vca 125–250 Vcd u 110–240 Vca
Temperatura de operación	–40 ° a +85 °C (–40 ° a +185 °F) Nota: El contraste de la pantalla de LCD resulta afectado por temperaturas menores a –20°C (–4°F) y mayores a +70°C (+158°F).

- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (CTC 24 KV 250 KVA ORMAZÁBAL)



ctc

ctc es un centro de transformación prefabricado bajo poste tipo kiosco diseñado para alojar en su interior el transformador, el cuadro de baja tensión y todos los elementos auxiliares.

CARACTERÍSTICAS

Tensión Nominal:

12 / 24 / 36 kV

Número de Transformadores:

1

Potencia Unitaria del Transformador:

≤ 250 kVA

- GRUPO ELECTRÓGENO (PERKINS 250 KW)



GRUPO ELECTRÓGENO 250 KVA CON MOTOR DIESEL PERKINS SERIE PK250E

Referencia PK250E

Condición: Nuevo producto

El **grupo eléctrico** 1306A-E87TAG4, serie PK250E, cuenta con un motor **PERKINS Diesel** de 1500 RPM y una frecuencia de 50 HZ, dispone de una potencia máxima de **250 Kw**, refrigerado por AGUA.

Disponible tanto en su versión **abierto** como **insonorizado**.

DOCUMENTO 5, PRESUPUESTO.

El presupuesto del presente proyecto incluye las partidas necesarias para el diseño y la ejecución del proyecto. No se incluyen otros costes incurridos como son los costes del terreno, licencias y tasas, costes financieros de gestión y administración.

A continuación, se realiza una estimación de este.

PRESUPUESTO DESGLOSADO. (EN EUROS)

1. Servicios de proyecto:		430.000
1.1. Ingeniería:	135.000	
1.2. Tramitaciones:	8.500	
1.3. Medio Ambiente:	36.500	
1.4. Terrenos:	250.000	
2. Materiales:		2.361.400
2.1. Aparamenta y materiales de alta tensión:	1.238.400	
2.1.1. Interruptores:	380.000	
2.1.2. Seccionadores de barras:	180.000	
2.1.3. Seccionadores giratorios:	160.000	
2.1.4. Transformadores de intensidad:	150.000	
2.1.5. Transformadores de tensión:	140.000	
2.1.6. Autoválvulas:	78.400	
2.1.7. Embarrados y aisladores:	150.000	
2.2. Protecciones, control y comunicaciones:	753.000	
2.2.1. Bastidores, cuadros y convertidores:	83.300	
2.2.2. Sistemas de control:	143.000	
2.2.3. Sistemas de comunicación:	118.600	
2.2.4. Protecciones:	139.000	
2.2.5. Servicios auxiliares, baterías y alumbrado:	250.000	
2.2.6. Cables:	20.000	
2.3. Estructuras metálicas:	340.000	
2.4. Red de tierras:	30.000	
3. Construcción:		2.383.500
3.1. Movimiento de tierras:	845.000	
3.2. Obra civil del parque:	876.000	
3.3. Edificios y casetas:	120.000	
3.4. Montaje electromecánico:	350.000	
3.5. Prueba y puesta en servicio:	30.000	
3.6. Servicios diversos:	162.500	

3.6.1.	Servicios auxiliares de obra:	100.000
3.6.2.	Supervisiones:	8.000
3.6.3.	Almacenamiento y transporte:	34.500
3.6.4.	Vigilancia:	20.000

TOTAL, PRESUPUESTO ESTIMADO:..... 5.174.900 euros

BIBLIOGRAFÍA

Además del uso de normas, decretos, leyes y reglamentaciones mencionadas en cada uno de los documentos redactados, se destacan las siguientes fuentes para la realización del proyecto.

Bibliografía

Noticias de trámites de parques eólicos. Obtenido de <https://digitalextramadura.com/se-proyectan-cinco-nuevos-parques-eolicos-en-la-provincia-de-caceres/>

Catálogo generadores diesel. Obtenido de <https://www.ventageneradoreselectricos.es/grupo-electrogeno-motor-perkins-250kva-insonorizado>

BOE. (s.f.). Obtenido de https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6084

Bravo, M. C. (s.f.). *Proyecto de ejecución de una subestación eléctrica de alta tensión para la red de transporte peninsulas española, en entorno protegido a 400kV y como punto de acceso de un generador.*

Burgos, J. C. (s.f.). *Ingeniería básica de subestación eléctrica 220 kV.*

Catálogo ABB. (s.f.). Obtenido de <https://new.abb.com/es>

Catálogo Poinsa. (s.f.). Obtenido de <http://poinsa.com/>

Catálogo Schneider. (s.f.). Obtenido de <https://www.se.com/es/es/work/support/locator/>

Catálogo Selinc. (s.f.). Obtenido de <https://selinc.com/es/products/487B/>

Catálogos Artech. (s.f.). Obtenido de <https://www.artech.com/es>

Dpto. Fiabilidad del Sistema, REE (s.f.). *Informe Anual de la Evolución de Corriente de cortocircuito.* Obtenido de https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/AccesoRed/InformeAnual_Evolucion_Corriente_Cortocircuito_SEPE_2017.pdf

López, L. C. (s.f.). *Proyecto Técnico Administrativo Nueva subestación de Gozón.*

Ormazabal. (s.f.). Obtenido de <https://www.ormazabal.com/es/tu-negocio/productos/ormasetp?refer=1672>

REE. (s.f.). Obtenido de <https://www.ree.es/es/>

REE. (s.f.). *ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DE LA NUEVA LÍNEA ELÉCTRICA A 220 KV JOSÉ MARÍA ORIOL – LOS ARENALES .*

Además, cabe destacar:

- Apuntes de la asignatura “Centrales y subestaciones” - ICAI
- Apuntes de la asignatura “Protecciones eléctricas” – ICAI
- Conocimiento del director del proyecto – Matías Juan Sánchez Mingarro.