



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

GRADO EN



Escuela Universitaria
de Ingeniería
Vitoria-Gasteiz

Ingeniaritzako
Unibertsitate Eskola
Vitoria-Gasteiz

INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

***INFRAESTRUCTURA ELECTRICA DE
MEDIA Y BAJA TENSION PARA
RECARGA DE VEHÍCULOS
ELÉCTRICOS E INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA***

Alumno/Alumna: Román, Rodríguez, Diego

Director/Directora (1): Manero Txintxetru, Idoia

Director/Directora (2): Aguirre Etxebarria, Ander

Curso: 2022-2023

Fecha: 03 Julio 2023

DOCUMENTOS

DOCUMENTO 1: MEMORIA

DOCUMENTO 2: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO

DOCUMENTO 5: PLANOS

DOCUMENTO 6: DIAGRAMA DE GANTT

ANEXO I: CARGADORES DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

ANEXO II: INVERSOR

ANEXO III: PANEL FOTOVOLTAICO

Anexo IV: PVGIS

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea



Escuela Universitaria
de Ingeniería
Vitoria-Gasteiz

Ingeniaritzako
Unibertsitate Eskola
Vitoria-Gasteiz

MEMORIA

Alumno/Alumna: Román, Rodríguez, Diego

Director/Directora (1): Manero Txintxetru, Idoia

Director/Directora (2): Aguirre Etxebarria, Ander

Curso: 2022-2023

Fecha: 03 Julio 2023

ÍNDICE

1.- INTRODUCCIÓN.	1
1.1.- OBJETO DEL PROYECTO.	1
1.2.- CONTEXTO ENERGÉTICO.	1
1.3.- PLANTEAMIENTO DE LA NECESIDAD A RESOLVER.	2
1.4.- DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN.	4
1.5.- ALCANCE DEL PROYECTO.	6
1.6.- NORMA GENERAL.	7
2.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN.	8
2.1.- CENTRO DE SECCIONAMIENTO PROPIEDAD DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA.	8
2.2.- CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO.	9
2.3.- LINEA SUBTERRANEA 13,2 KV DE ACOMETIDA AL CT.	9
2.4.- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	9
2.4.1.- EQUIPO DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.	10
2.4.2.- TRANSFORMADOR.	13
2.4.3.- CUADRO DE BAJA TENSIÓN.	13
2.4.4.- ALUMBRADO NORMAL Y EMERGENCIA.	14
2.5.- PUESTA A TIERRA.	14
2.6.- PROTECCIONES.	15
3.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA EXISTENTE DEL EDIFICIO / LINEA DE ACOMETIDA 1	17
3.1.- LINEA ACOMETIDA A EDIFICIO.	17
3.2.- CUADRO DEL EDIFICIO.	17
3.3.- SISTEMA DE TIERRAS.	17
3.4.- PROTECCIONES.	17
4.- INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS / LINEA DE ACOMETIDA 2	18
4.1.- LINEA DE ACOMETIDA A RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	18
4.2.- CUADRO DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	18
4.3.- LINEAS A CARGADORES.	18
4.4.- PUNTOS DE RECARGA.	20
4.5.- ALUMBRADO NORMAL Y EMERGENCIAS.	20
4.6.- DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELECTRICOS.	20
4.6.1.- MODO DE CARGA Y TIPOS DE CONEXIÓN ENTRE LA ESTACIÓN DE RECARGA Y EL VEHÍCULO ELÉCTRICO.	21
4.6.2.- ESQUEMAS DE INSTALACIÓN PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	22

4.6.3.- NECESIDADES DE LA INSTALACIÓN.....	22
4.7.- PUESTA A TIERRA.....	23
4.8.- PROTECCIONES.....	23
5.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA / LINEA DE ACOMETIDA 3	25
5.1.- LINEA DE ACOMETIDA A INSTALACION FOTOVOLTAICA.....	25
5.2.- CUADRO DE CORRIENTE ALTERNA.....	25
5.3.- LINEAS A INVERSORES.....	25
5.4.- INVERSORES.....	26
5.5.- LINEAS A CUADROS DE CONTINUA.....	26
5.6.- CUADRO DE CONTINUA.....	26
5.7.- LINEAS A PANELES FOTOVOLTAICOS.....	26
5.8.- PANELES FOTOVOLTAICOS.....	27
5.9.- DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	27
5.10.- PUESTA A TIERRA.....	30
5.11.- PROTECCIONES.....	30

1.- INTRODUCCIÓN.

1.1.- OBJETO DEL PROYECTO.

En el siguiente documento se realizará un proyecto de diseño de instalación de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos con sistema fotovoltaico para autoconsumo. Esta instalación se realizará en un edificio existente en funcionamiento para una empresa.

El edificio consta de una zona de oficinas y otra de maquinarias para producción. Esta empresa, además, realiza numerosos repartos al día de productos propios.

La ampliación a realizar provoca el cambio a suministro desde línea de media tensión, debido al aumento de necesidad de potencia. Por lo tanto, el proyecto incluirá el diseño de un centro de transformación y la ubicación de un centro de seccionamiento propiedad de la empresa suministradora.

Se trata de un proyecto realizado en la empresa, Lortu Ingenia. Esta empresa me ha acogido durante los meses de marzo a junio como personal de prácticas. Es una ingeniería que realiza proyectos de ejecución y legalización sobre instalaciones eléctricas de todo tipo. Se caracteriza por su profesionalidad y eficiencia realizando los proyectos.

1.2.- CONTEXTO ENERGÉTICO.

La movilidad eléctrica y la popularidad de los vehículos eléctricos han crecido rápidamente durante la última década. A medida que más personas adoptan vehículos eléctricos como una alternativa más limpia y eficiente en comparación con los vehículos de combustión interna, la infraestructura de recarga ha ido evolucionando para satisfacer la creciente demanda. Una de las grandes ventajas de los vehículos eléctricos es la facilidad que ofrece para recargarlos. Con un vehículo de gasolina, prácticamente solo puedes llenar el tanque en una estación de servicio, mientras que, con un vehículo eléctrico, puedes cargar tu vehículo prácticamente en todas partes: en casa, en la oficina, en aparcamientos públicos...

Según cita la guía **ICT-BT-052**, se considera una infraestructura de recarga de vehículos eléctricos como un “conjunto de dispositivos físicos y lógicos, destinados a la recarga de vehículos eléctricos que cumplan los requisitos de seguridad y disponibilidad previstos para cada caso, con capacidad para prestar servicio de recarga de forma completa e integral”.

En cuanto a las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, se definen como el uso de energía generada por una instalación para el consumo propio, con el consecuente ahorro energético. Está formada, entre otras cosas, por placas solares, cableado y un inversor solar. Los paneles solares son los que captan la luz solar y generan energía, el inversor fotovoltaico transforma la energía eléctrica continua en corriente alterna para que pueda ser utilizada en los equipos eléctricos de las viviendas y el cableado conecta los equipos fotovoltaicos.

En una instalación fotovoltaica conectada a red, la acumulación o almacenamiento de energía no es imprescindible, ya que se recurre a la red eléctrica en caso de baja generación de energía por parte de los paneles solares o un consumo excesivo.

1.3.- PLANTEAMIENTO DE LA NECESIDAD A RESOLVER.

Se trata de realizar el estudio de la instalación eléctrica necesaria para atender, además de a los consumos actuales del edificio, a una nueva infraestructura de recarga de vehículos eléctricos.

La empresa solicita instalar mínimo 5 cargadores de vehículos eléctricos, siendo uno de ellos de carga rápida. Este último se utilizará principalmente para la recarga urgente de los vehículos de reparto. Además, nos hace conocedores de que tienen previsión de ampliar la maquinaria del edificio en un futuro, ya que es una empresa en crecimiento. Por último, indica que la instalación eléctrica del edificio tiene una necesidad de potencia de 100 kW.

La situación actual del edificio es la siguiente:



Para satisfacer las necesidades de la empresa, se plantea una instalación de recarga de vehículos eléctricos, formada por los siguientes cargadores:

- 1 cargador Ingerev Rapid 50 Duo de 53 kW
- 4 cargadores Terra DC Wallbox-24 de 22 kW

Con este planteamiento inicial, sumado a la potencia actual del edificio, se obtiene una necesidad de potencia de 241 kW.

Con el fin de poder suministrar esta potencia, se plantea primeramente un transformador de 250 kVA. No obstante, tratando de dejar la instalación preparada para una posible ampliación de cargadores de RVE, y satisfacer también la ampliación de la instalación eléctrica del propio edificio citada anteriormente, se sugiere instalar un transformador de 400 kVA.

Además, al plantear este aumento en la potencia del transformador, se observa la posibilidad de aumentar el número de cargadores en una unidad. El cargador a añadir será el cargador Terra DC Wallbox-24 de 22kW.

En consecuencia, las necesidades de energía estimadas de la nueva instalación son de 263 kW en esta implantación de 6 cargadores de vehículo eléctrico.

Consumo actual del edificio	100.000 W
Cargador Ingerev Rapid 50 Duo	53.000 W
Cargador Terra DC Wallbox-24 (5 unidades)	22.000 W
TOTAL	263.000 W

Como se ha citado anteriormente, se instalará un nuevo centro de transformación con un transformador de 400KVA 13,2/0,42KV, y su línea subterránea a 13,2KV de acometida.

Los cargadores, con el fin de aprovechar la infraestructura existente, se instalarán bajo la marquesina ubicada en el aparcamiento del edificio.

Por último, planteamos la instalación de un sistema solar fotovoltaica, ya que en el aparcamiento exterior disponen de la marquesina, con una orientación y un azimut favorable para esta.

En consecuencia, se describen las características técnicas de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo con conexión a red para la inyección de excedentes, situada en la cubierta de la marquesina.

El funcionamiento básico de esta instalación consiste en la producción de energía eléctrica para consumo propio del edificio y de la propia infraestructura de recarga de vehículos eléctricos mediante inversores que transforman la corriente continua generada por el campo fotovoltaico en corriente alterna trifásica.

Conectar la instalación fotovoltaica a red para la inyección de excedentes tiene una serie de beneficios, entre los que se destacan:

- Compensación económica: Las compañías eléctricas ofrecen programas de compensación económica por la energía que se inyecta a red.
- Rentabilidad: Al vender los excedentes generados, la inversión realizada por la instalación fotovoltaica se verá rentabilizada más rápido.

- Uso eficiente de recursos: Al inyectar a red, en lugar de desperdiciar la energía no utilizada, evitas la necesidad de generar electricidad adicional.

No obstante, esta instalación tiene el fin de aprovechar lo más cercano al 100 % de la energía generada.

1.4.- DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN.

Para el suministro en media tensión, las condiciones técnicas de la compañía distribuidora (Iberdrola), establecen la instalación de un nuevo centro de seccionamiento prefabricado, que se ubicará en la entrada al aparcamiento del edificio con acceso desde vial público, y con entrada y salida de líneas desde la arqueta existente. Este centro de seccionamiento tendrá titularidad de Iberdrola.

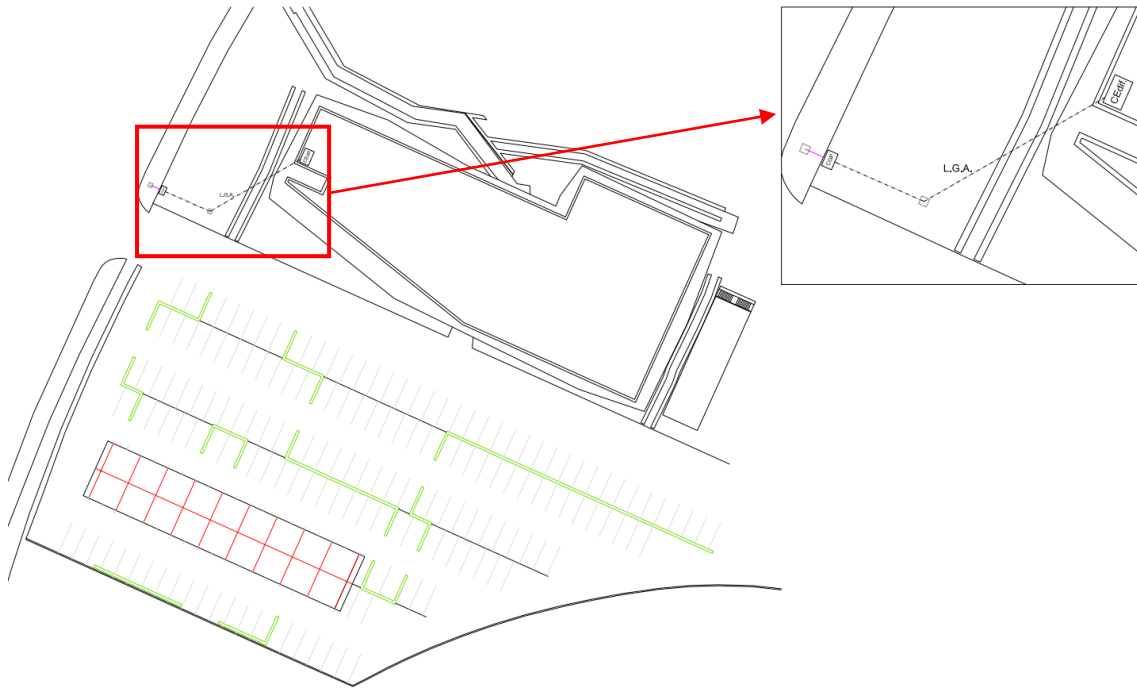
Desde la celda de remonte ubicada en el centro de seccionamiento, se tenderá una línea subterránea a 13,2 kV de acometida a un nuevo centro de transformación prefabricado que se ubicará en las proximidades del edificio, a la entrada del aparcamiento.

Este centro de transformación albergará las celdas de protección y medida, encargadas de recibir la línea subterránea citada anteriormente. Esta celda de medida ejercerá la función de un contador, es por ello por lo que no ubicaremos contadores para los nuevos cuadros de protección. Además, este centro de transformación también contendrá el transformador de 400 kVA, conectado a la salida de las celdas de protección y medida.

Desde el transformador, se alimentará el cuadro de baja tensión, ubicado también en el centro de transformación. Este cuadro dispondrá de un interruptor general y de tres salidas a cuadros secundarios, protegidas magnetotérmica y diferencialmente; una al cuadro existente de alimentación del edificio, otra al nuevo cuadro de corriente alterna de la instalación fotovoltaica y otra al nuevo cuadro de recarga de vehículos eléctricos. Asimismo, el cuadro de baja tensión dispondrá de tres circuitos más para alimentar la iluminación del centro de transformación, y un circuito de fuerza. Por último, dispondrá de un descargador de sobretensiones tipo I.

Actualmente, el edificio esta alimentado desde una línea general de alimentación que va desde la caja general de protección, situada en la entrada del aparcamiento, al módulo de contadores, en interior del edificio junto a su cuadro de alimentación. Este cuadro, se desconectará del CGP y se conectará a su salida correspondiente del cuadro de baja tensión.

A continuación, se muestra la situación actual del edificio, y de cómo se alimenta a su cuadro:



El nuevo cuadro de RVE dispondrá de interruptor general, y las protecciones magnetotérmicas y diferenciales (Clase A) para proteger las líneas de alimentación a los cargadores de vehículos eléctricos. Asimismo, dispondrá de descargador de sobretensiones tipo II.

A los cargadores eléctricos se les dotará de un alumbrado de emergencia, adosado a la cubierta del aparcamiento. Además, se añadirán luminarias a la marquesina. Estas necesidades serán alimentadas desde el cuadro de RVE.

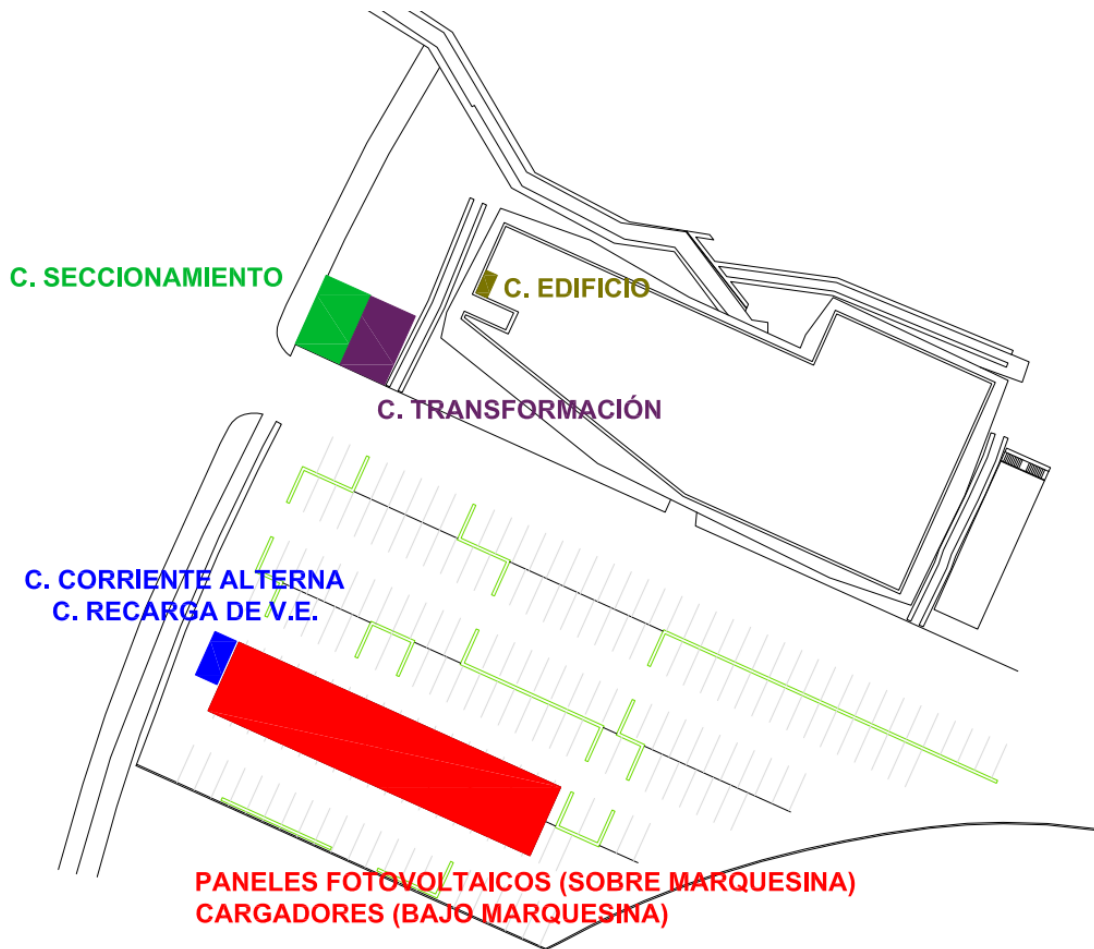
En cuanto a la instalación solar fotovoltaica, estará constituida por los siguientes elementos:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversores
- Cableado DC/AC
- Protecciones DC/AC

Los paneles irán montados sobre la cubierta de la marquesina, con una inclinación de 10º y un azimut de 24º, el cual nos proporciona la propia marquesina. La disposición coplanar de los paneles evitará que se hagan sombras entre ellos.

Cabe destacar que, tanto el cuadro de RVE, como el cuadro de corriente alterna de la instalación FV, estarán ubicados en unos armarios que se instalarán junto a la marquesina.

En la siguiente figura se muestra un esquema de cómo se ubicarán las instalaciones citadas:



1.5.- ALCANCE DEL PROYECTO.

El proyecto describe el diseño de la instalación eléctrica de media y baja tensión, a partir de la salida del centro de seccionamiento. El diseño y correcto funcionamiento del centro de seccionamiento queda a cargo de la compañía suministradora. Esta, nos proporciona su ubicación, así como la ubicación de los elementos que alojará.

El proyecto descrito comienza a partir de la línea subterránea de 13,2 kV, y hasta la correcta instalación de la recarga de vehículos eléctricos, de la instalación fotovoltaica y del cuadro existente del edificio.

Garantizaremos la correcta instalación entre los cuadros, atendiendo a los criterios de “Caída de tensión máxima” e “Intensidad máxima admisible”, además de abastecer las necesidades de potencia. Así mismo, se realizará el diseño de puesta a tierra del centro de transformación.

Queda fuera del proyecto el diseño de toma de tierras de baja tensión, ya que esta fue realizada en su día con la instalación eléctrica del edificio.

1.6.- NORMA GENERAL.

El presente proyecto se ajusta a las siguientes normas:

- Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión.
- Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- MT 2.11.33 "Diseño de puestas a tierra para centros de transformación, de tensión nominal $\leq 30\text{kV}$ ".
- MT 2.11.33 "Diseño de puestas a tierra para centros de transformación, de tensión nominal $\leq 30\text{kV}$ ".

2.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN.

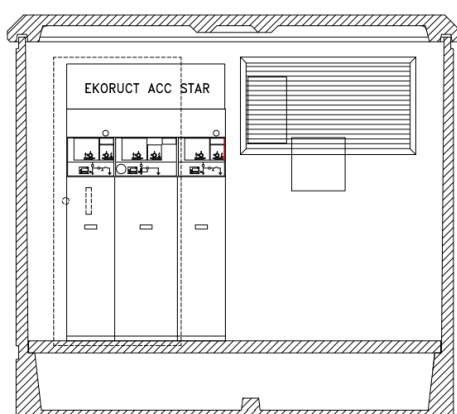
2.1.- CENTRO DE SECCIONAMIENTO PROPIEDAD DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA.

Su función será la de aislar secciones de la red de distribución, con el objetivo de facilitar el mantenimiento y reparación de las líneas eléctricas. Este tendrá propiedad de la compañía suministradora, es decir, Iberdrola.

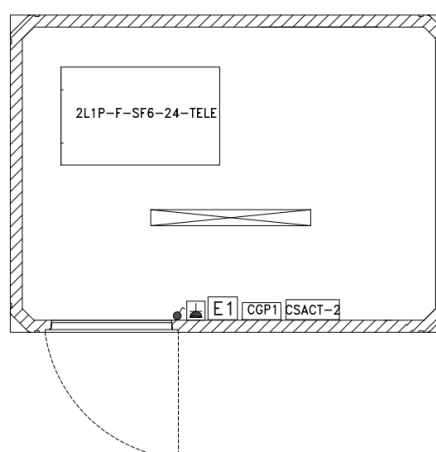
El centro de seccionamiento será independiente de maniobra exterior, de dimensiones exteriores de 3.280 mm de largo por 2.380 mm de fondo por 2.585 mm de altura vista. Este, tendrá capacidad para una celda 2L1P.

Los sistemas auxiliares, de automatización y comunicaciones se alimentarán desde la red de baja tensión. El centro de seccionamiento incorporará una caja de protección tipo CGP-1 y una caja de protección de servicios auxiliares tipo CSACT-2.

En la siguiente figura se muestra la ubicación de todos los elementos citados:



ALZADO



PLANTA

La acometida de baja tensión a la CGP será con cable de aluminio XZ1 (S) de 50 mm² según **NI 56.37.01**. El cableado que va desde la CGP-1 a la caja de Servicios Auxiliares CSAT-2 será con cable RZ de 16 mm², según documento **NI 56.36.01**.

Se acometerá mediante la línea de media tensión existente, HEPRZ1 12/20Kv de 1x240mm² por fase.

2.2.- CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO.

El suministro de energía eléctrica se realizará en simple circuito a 13,2 kV, desde el centro de seccionamiento, situado a la entrada del aparcamiento.

Siendo las características:

- Tensión de alimentación: 13,2 kV
- Potencia a suministrar: 400 kVA
- Frecuencia: 50 Hz
- Sistema distribución: trifásico

2.3.- LINEA SUBTERRANEA 13,2 KV DE ACOMETIDA AL CT.

La acometida al centro de transformación se realizará mediante tres conductores. La línea tendrá una longitud de 13 metros.

El origen de la línea es la celda de remonte, ubicada en el centro de seccionamiento. Desde esta se unirá a la celda de acometida del centro de transformación.

Atendiendo a la NI 56.43.01 *“Cables unipolares con aislamiento seco de etileno propileno de alto módulo y cubierta de poliolefina (HEPRZ1) para redes de AT hasta 30 kV”*, observamos que la sección mínima es de 50 mm².

No obstante, la norma establece que el cable de sección de 50 mm², se utilizará exclusivamente en los enlaces entre celdas y transformador, en centros de transformación.

Por lo tanto, se tenderá un circuito subterráneo de cable seco designación HEPRZ-1 12/20KV de 1x150 mm² Al, por fase.

El cable seco designado como HEPRZ-1 12/30KV se utiliza principalmente en aplicaciones de alta tensión, como sistemas de distribución de energía y transmisión de electricidad. El tipo de aislamiento que presenta es resistente a altas temperaturas y proporciona una buena protección contra el calor, la humedad y otros factores ambientales.

2.4.- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

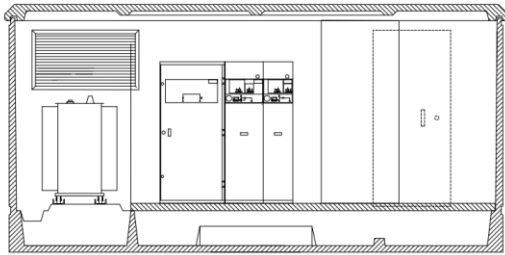
Así como se indica en el *Capítulo VII “Régimen de acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro eléctrico”, Artículo 26 “Reserva de uso de locales” del BOE Núm. 312:*

“Cuando la potencia solicitada para un local, edificio o agrupación de éstos sea superior a 100 kW, o cuando la potencia solicitada de un nuevo suministro o ampliación de uno existente sea

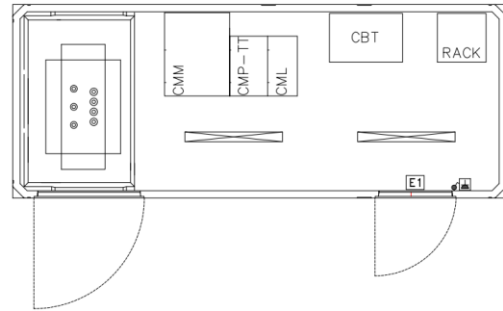
superior a esa cifra, el solicitante deberá reservar un local, para su posterior uso por la empresa distribuidora, con fácil acceso desde la vía pública, para la ubicación de un centro de transformación.”

El centro de transformación será de tipo PFU-5, con capacidad para un transformador, de dimensiones exteriores de 6.080 mm. de largo por 2.380 mm. de fondo por 2.585 mm. de altura. Las dimensiones interiores serán de 5.900x2.200x2.300 mm.

En la siguiente figura se muestra la ubicación de todos los elementos que albergará:



ALZADO



PLANTA

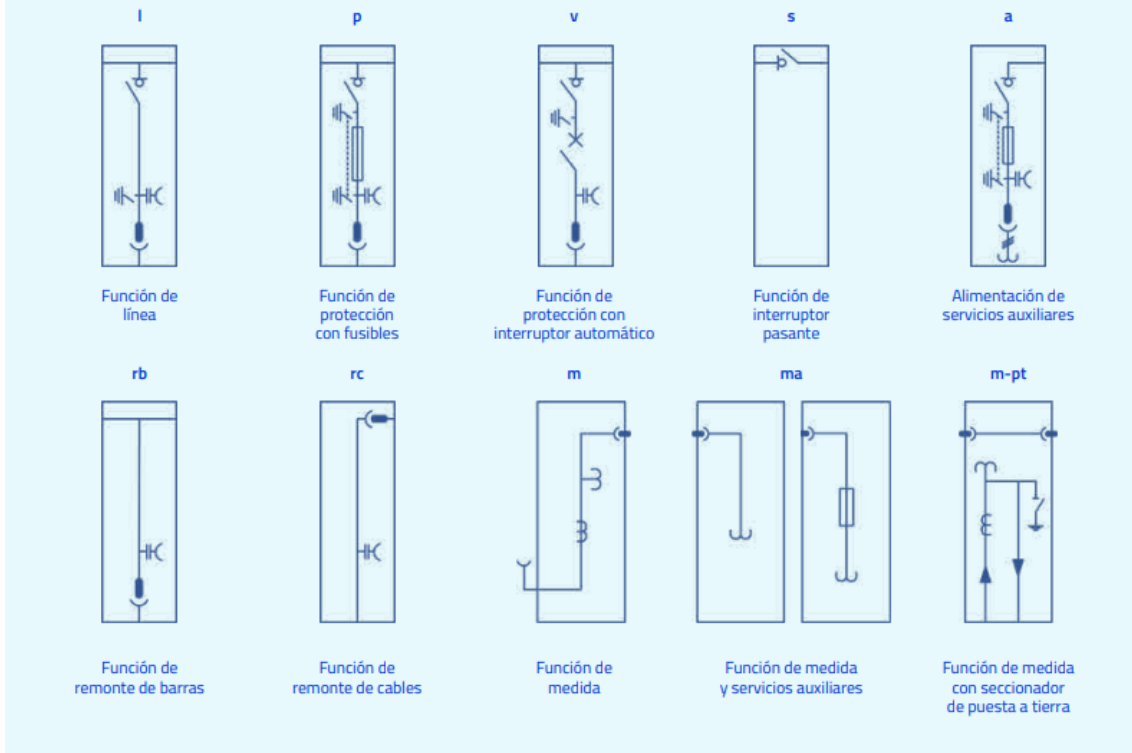
Se instalará en la entrada al aparcamiento del edificio, tal como se indica en el Plano nº 6 “Planta General Instalación de Media Tensión”.

2.4.1.- EQUIPO DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.

Las celdas han sido proporcionadas por Ormazabal.

A continuación, se muestra el tipo de función que desempeña la celda según cual sea su nomenclatura, además de la simbología que lo identifica:

Celdas modulares



Se instalará el siguiente equipamiento de maniobra y protección en media tensión, preparado para autoproducción con excedentes.

2.4.1.1.- CELDA DE ACOMETIDA.

Celda modular de línea CGMCOSMOS-L.

Estas celdas de línea son celdas que se usan para la maniobra de entrada o salida de los cables que forman el circuito de alimentación a los centros de transformación. Están equipadas con un interruptor-seccionador y de un seccionador de puesta a tierra.



2.4.1.2.- CELDA DE FUSIBLES.

Celda modular de protección con fusible CGMCOSMOS-P.

Permite conectar y desconectar el transformador, así como protegerlo frente a cortocircuitos y sobrecargas. Además de un interruptor-seccionador, incorpora fusible. En este caso, la ruptura del fusible provoca la apertura del interruptor.

El fusible de la celda será de 20 A.

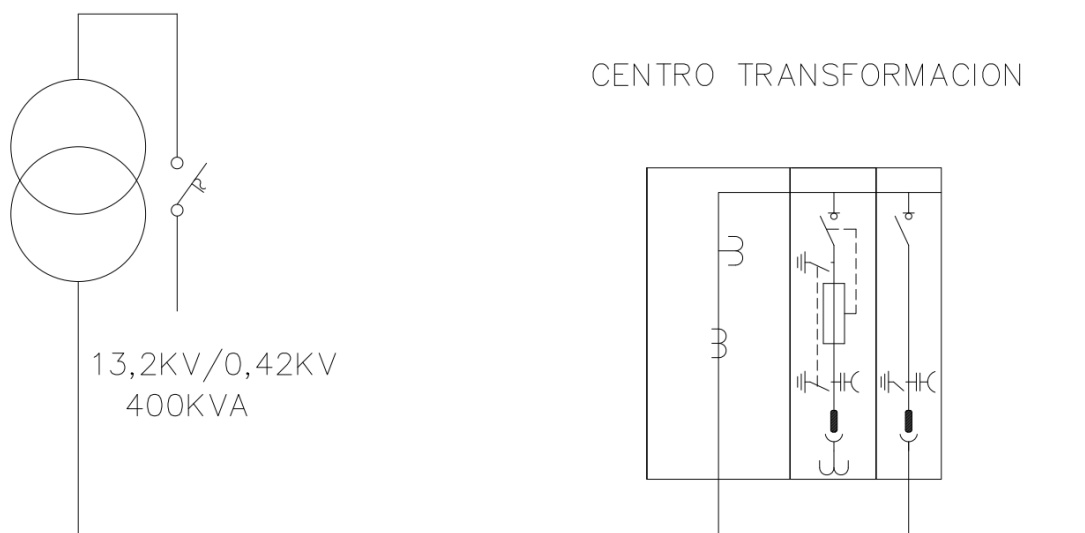
Además, esta estará equipada de un relé de autoconsumo conectado al cuadro de alterna de la instalación fotovoltaica, de manera que interrumpa la producción de energía de la instalación en caso de ruptura del fusible en el centro de transformación.



2.4.1.3.- CELDA DE MEDIDA.

Celda modular de medida CGMCOSMOS-M. Tiene como función principal soportar y alojar los equipos de medición de energía, evitando la necesidad de instalar contadores. Esta será la responsable de conectarse al transformador.

Su disposición será tal que:



2.4.2.- TRANSFORMADOR.

El transformador elegido es de las siguientes características:

- Potencia: 400 kVA
- Tensión de primario: 13,2KV
- Tensión de secundario: 420V
- Servicio: Permanente
- Tiempo de desconexión: 1 s.

Así como se ha indicado anteriormente en el documento, los cables de conexión de las cabinas de protección con su transformador son de cable seco designación HEPRZ-1 12/20KV de 1x50 mm² Al, uno por fase.

2.4.3.- CUADRO DE BAJA TENSIÓN.

Se alimenta desde las bornas de baja tensión del transformador y mediante cables de RZ1-K(AS) 0,6/1KV, conductor de cobre de sección 120 mm², con 2 cables por fase y 2 para neutro.

El cuadro de baja tensión quedará protegido mediante un interruptor magnetotérmico de 4x630A, regulado al 90%, es decir, 567A.

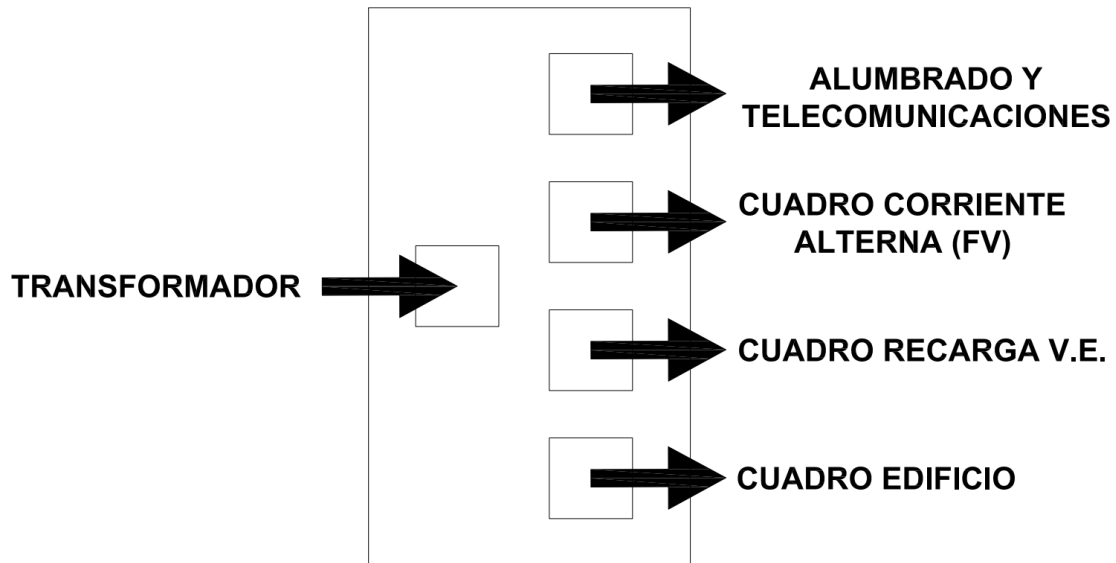
En el cuadro de baja tensión se instalarán tres salidas:

- Una salida al edificio existente, protegida con un interruptor magnetotérmico de 4x200A.
- Una salida al cuadro de alterna de la instalación fotovoltaica, protegida con un interruptor magnetotérmico de 4x125A.
- Una salida al cuadro de recarga de VE, protegida con un interruptor de 4x250A.

Además, el cuadro de baja tensión alojará una agrupación con salidas de tres circuitos, para abastecer el alumbrado normal y de emergencia del centro de transformación, y un circuito de fuerza.

Ambos circuitos estarán protegidos por un interruptor magnetotérmico de 2x16A y un interruptor diferencial de 4x40A clase AC, con una sensibilidad de 300mA. El circuito de emergencia, que cuelga del alumbrado normal, tendrá una protección magnetotérmica de 2x6A.

A modo de esquema simplificado, se representa la siguiente figura:



Todas las potencias, distancias, secciones y aislamientos del cuadro vienen reflejados en los esquemas unifilares adjuntos en el documento nº5 "Planos".

2.4.4.- ALUMBRADO NORMAL Y EMERGENCIA.

El alumbrado del centro de transformación constará de:

- 2 luminarias de superficie estancas led 24,3w Philips WT120C G2 LED34S/840 PSU L1500
- 1 luminaria autónoma permanente de emergencia Daisalux Nova Led P6 240lm + Kes Nova

Estos aparatos autónomos de emergencia funcionan de forma permanente y disponen de autonomía mínima de una hora al faltar la tensión, o bien cuando ésta baje a un 70% de su valor nominal.

Estudio realizado por Philips y Daisalux.

Las potencias, distancias, secciones y aislamientos de la línea de alumbrado normal y emergencia vienen reflejados en el esquema unifilar adjunto en el documento nº 5 "Planos".

2.5.- PUESTA A TIERRA.

Toda instalación eléctrica deberá disponer de una instalación de tierra diseñada de forma que, limite las tensiones de paso y contacto tanto dentro del centro de transformación, como en sus proximidades, impidiendo que circule a través de la persona una corriente peligrosa.

Las tensiones de contacto hacen referencia a aquellas tensiones que surgen cuando un operario, o bien un peatón, entran en contacto con alguna parte metálica del centro. Por otro lado, las tensiones de paso son aquellas que aparecen por el simple hecho de caminar dentro o cerca del centro.

Se realizarán dos sistemas de tierra, diferenciados de la siguiente forma:

- PaT. de Servicio: sistemas de tierra para el neutro del transformador. Compuesto por un electrodo de cobre aislado, tipo RV-0,6/1KV, de 50 mm² de sección y picas cilíndricas lisas de acero cobreado de 14 mm. de diámetro y 2 m. de longitud. Su función principal es proteger y facilitar el funcionamiento adecuado del sistema eléctrico.
- PaT. de Protección: sistema de tierras de herrajes para el centro de transformación. Electrodo CPTCT-A-(3x7)+8P2, de cobre desnudo de 50 mm² de sección y picas cilíndricas lisas de acero cobreado de 14 mm. de diámetro y 2 m. de longitud. Se conectarán las partes metálicas de la instalación.

El electrodo de tierra es un conjunto de conductores enterrados cuya función es unir la instalación de tierra del centro de transformación con la propia tierra, derivando las corrientes de fallo a esta.

Con el fin de evitar el riesgo por tensión de contacto en el **exterior del centro de transformación**, se rodeará este con una acera perimetral de hormigón de 1,2m. Se instalará un mallado electrosoldado a una profundidad de al menos 0,1m en el interior de esta superficie.

Así mismo, con el fin de evitar el riesgo por contacto en el **interior del centro de transformación**, se instalará un mallado electrosoldado en el piso, techo y paredes del centro de transformación, el cual ya viene instalado. Este se conectará al menos en dos puntos al electrodo de tierra.

Las características de estos mallados vienen definidas en el manual técnico de Iberdrola, *MT 2.11.33 "Diseño de puestas a tierra para centros de transformación, de tensión nominal $\leq 30kV$ ".*

Queda comprobado el correcto funcionamiento de la instalación de puesta a tierra en el documento 2 "Cálculos justificativos".

2.6.- PROTECCIONES.

Todas las instalaciones deberán estar debidamente protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos, que puedan originar las corrientes de cortocircuito y las de sobrecarga.

Las sobreintensidades deberán eliminarse sin que produzcan proyecciones peligrosas de materiales ni explosiones que puedan ocasionar daños a personas o cosas.

Para las protecciones contra las sobreintensidades se utilizarán interruptores automáticos o fusibles, con las características de funcionamiento que correspondan a las exigencias de la instalación.

Para el cuadro de baja tensión se precisa de:

INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO	PODER DE CORTE
TETRAPOLAR DE 630 A (REGULABLE 90 %)	15 kA
TETRAPOLAR DE 250 A	15 kA
TETRAPOLAR DE 200 A (REGULABLE 80 %)	15 kA
TETRAPOLAR DE 125 A	15 kA
BIPOLAR DE 16 A	15 kA
BIPOLAR DE 16 A	15 kA
BIPOLAR DE 10 A	15 kA
BIPOLAR DE 6 A	15 kA

INTERRUPTOR DIFERENCIAL	SENSIBILIDAD
TETRAPOLAR DE 250 A, TIPO A	300 mA
TETRAPOLAR DE 200 A, TIPO AC	300 mA
TETRAPOLAR DE 125 A, TIPO A	300 mA
TETRAPOLAR DE 40 A, TIPO AC	300 mA

PROTECTOR CONTRA SOBRETENSIONES

TIPO 1

La disposición de estos elementos queda definida en el esquema unifilar, en el documento nº5, "Planos".

3.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA EXISTENTE DEL EDIFICIO / LINEA DE ACOMETIDA 1

3.1.- LINEA ACOMETIDA A EDIFICIO.

La línea general de alimentación actual, que va desde la caja general de protección, en la entrada del aparcamiento, hasta el cuadro en el interior del edificio se desconecta, y se acomete desde el cuadro de baja tensión al cuadro del edificio con una línea subterránea bajo tubo mediante cable RV-K 0,6/1KV de 4x95+T mm² Cu, con una longitud de 22 m.

La potencia, distancia, sección y aislamiento, así como su justificación vienen reflejadas en los resultados presentados en el documento nº 2 "Cálculos Justificativos" adjunto.

3.2.- CUADRO DEL EDIFICIO.

El cuadro del edificio irá ubicado en el interior de este, así como se ha mostrado anteriormente.

Este cuadro debe estar protegido por un interruptor magnetotérmico de 4x200 A, regulado al 80%.

El correcto funcionamiento de su instalación queda fuera del alcance de este proyecto, ya que corresponde a su anterior instalación.

3.3.- SISTEMA DE TIERRAS.

El sistema de tierras no es objeto de este proyecto, puesto que su instalación se realizó junto con la construcción del edificio.

3.4.- PROTECCIONES.

El cuadro del edificio se protegerá contra sobreintensidades mediante el interruptor general citado, y el resto de las protecciones ya instaladas. Este, además, estará protegido por dispositivos con un poder de corte de 15 kA, por lo tanto, se verificará, los poderes de corte ya instalados, y en caso erróneo, se sustituirán.

4.- INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS / LINEA DE ACOMETIDA 2

4.1.- LINEA DE ACOMETIDA A RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.

Desde el cuadro de baja tensión, y hasta el nuevo cuadro de recarga de vehículos eléctricos, se tenderá una línea subterránea bajo tubo mediante cable RV-K 0,6/1KV de 4x150+Tmm² Cu, con una longitud de 50m.

La potencia, distancia, sección y aislamiento, así como su justificación vienen reflejadas en los resultados presentados en el documento nº 2 "Cálculos Justificativos" adjunto.

4.2.- CUADRO DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.

El nuevo cuadro de recarga de vehículos eléctricos irá ubicado en un armario situado junto a la marquesina. Ver plano nº8 "Instalación de Recarga de Vehículos Eléctricos en Marquesina".

Este cuadro estará protegido por un interruptor magnetotérmico de 4x250A, y un diferencial del mismo calibre, con una sensibilidad de 30 mA, tipo A.

Además, tendrá 6 circuitos destinados a los cargadores, y un circuito de alumbrado normal y otro de emergencia. Estos circuitos estarán protegidos por los siguientes dispositivos de protección:

- Un interruptor magnetotérmico de 4x80A y un diferencial de 4x80A, con una sensibilidad de 30mA para el cargador de VE 1.
- Cinco interruptores magnetotérmicos de 4x40A y cinco diferenciales de 4x40A, con una sensibilidad de 30mA de tipo A para los cargadores de VE 2, 3, 4, 5, y 6.
- Un interruptor magnetotérmico de 2x10A para el alumbrado normal.
- Un interruptor magnetotérmico de 2x6A para el alumbrado de emergencia.

Su composición se detalla en el esquema unifilar adjunto en el documento nº 5 "Planos".

4.3.- LINEAS A CARGADORES.

Desde el cuadro de RVE, y hasta cada uno de los 6 cargadores de VE se tenderán las correspondientes líneas de alimentación mediante cable RZ1-K(AS) 0,6/1KV por bandeja perforada. Esta bandeja ira situada bajo la cubierta de la marquesina.

El aislamiento, secciones, conductor y longitudes para cada una son las siguientes:

1. Línea a RVE 1 (53kW DC): RZ1-K (AS) 5x16 mm² Cu., longitud 5 m.
2. Línea a RVE 2 (22kW DC): RZ1-K (AS) 5x6 mm² Cu., longitud 10 m.
3. Línea a RVE 3 (22kW DC): RZ1-K (AS) 5x6 mm² Cu., longitud 15 m.
4. Línea a RVE 4 (22kW DC): RZ1-K (AS) 5x6 mm² Cu., longitud 20 m.
5. Línea a RVE 5 (22kW DC): RZ1-K (AS) 5x6 mm² Cu., longitud 25 m.
6. Línea a RVE 6 (22kW DC): RZ1-K (AS) 5x6 mm² Cu., longitud 30 m.

Los cargadores se situarán de la siguiente forma:



Estarán ubicados en el aparcamiento exterior bajo la marquesina en las 24 primeras plazas. Los cargadores TERRA DC Wallbox se acoplarán a los pilares de la marquesina, Ver plano nº8 “Instalación de Recarga de Vehículos Eléctricos en Marquesina”.

La potencia, distancia, sección y aislamiento, así como su justificación vienen reflejadas en los resultados presentados en el documento nº 2 “Cálculos Justificativos” adjunto.

4.4.- PUNTOS DE RECARGA.

Se instalarán seis puntos de recarga que se describen a continuación:

- 1 cargador INGEREV RAPID 50 DUO 53kW. Con sus 53 kW de potencia de carga puede cargar vehículos eléctricos en poco tiempo, conveniente para los vehículos de reparto que requieran de una carga urgente.



- 5 cargadores TERRA DC Wallbox-24 22kW. El cargador Terra DC Wallbox es un cargador en corriente continua que puede colocarse en la pared como en pedestal. Pese a ser de menor potencia, se trata de un cargador bastante rápido.

Se adjuntan fichas técnicas de ambos al final de este documento.

4.5.- ALUMBRADO NORMAL Y EMERGENCIAS.

Existe una línea de alumbrado alimentada desde el cuadro de RVE, cuya potencia, distancia, sección y aislamiento viene reflejado en el esquema unifilar adjunto en el documento nº 5 "Planos".

Dichas líneas irán bajo la misma bandeja perforada que las líneas a cargadores.

El alumbrado de la marquesina para los cargadores de VE constará de:

- 14 luminarias de superficie estancas led 24,3w Philips WT120C G2 LED34S/840 PSU L1500
- 6 luminarias autónomas permanentes de emergencia Daisalux Nova Led P6 240lm + Kes Nova

Estos aparatos autónomos de emergencia funcionan de forma permanente y disponen de autonomía mínima de una hora al faltar la tensión, o bien cuando ésta baje a un 70% de su valor nominal.

4.6.- DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELECTRICOS.

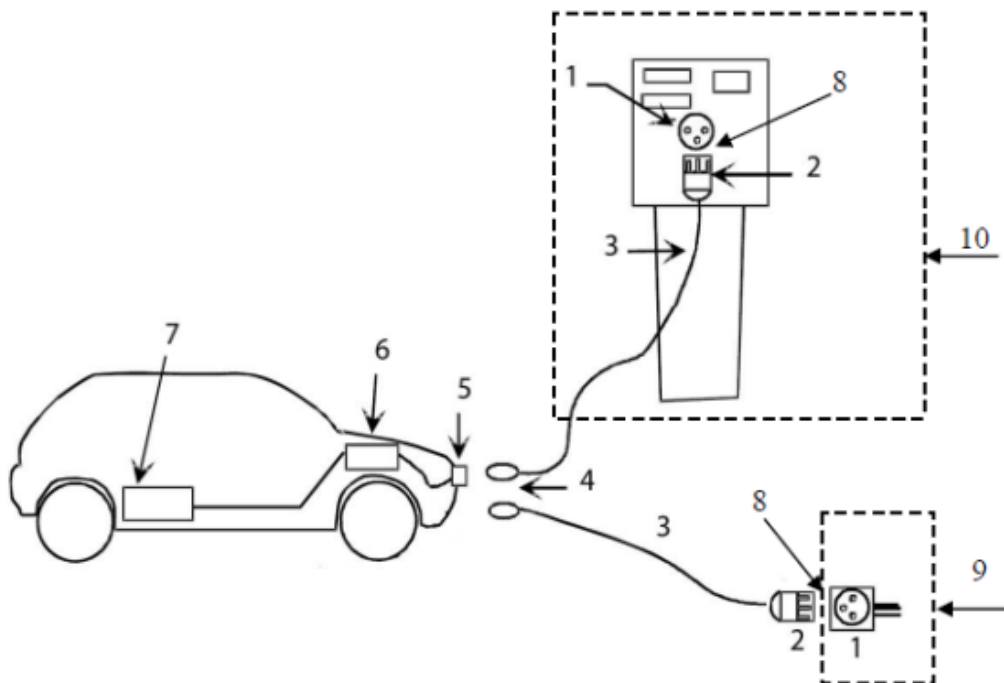
4.6.1.- MODO DE CARGA Y TIPOS DE CONEXIÓN ENTRE LA ESTACIÓN DE RECARGA Y EL VEHÍCULO ELÉCTRICO.

El modo de carga en nuestro caso es "Modo de carga 3". Conexión directa del vehículo eléctrico a la red de alimentación de corriente alterna usando un SAVE.

El SAVE (Sistema de Alimentación específico de Vehículo Eléctrico) es un conjunto de equipos, con el fin de suministrar energía, incluyendo protecciones de la estación de recarga, el cable de conexión y el conector.

El tipo de conexión se realizará según el caso B: conexión del VE a la estación de recarga mediante un cable terminado por un extremo en una clavija y por el otro en un conector, donde el cable es un accesorio del VE.

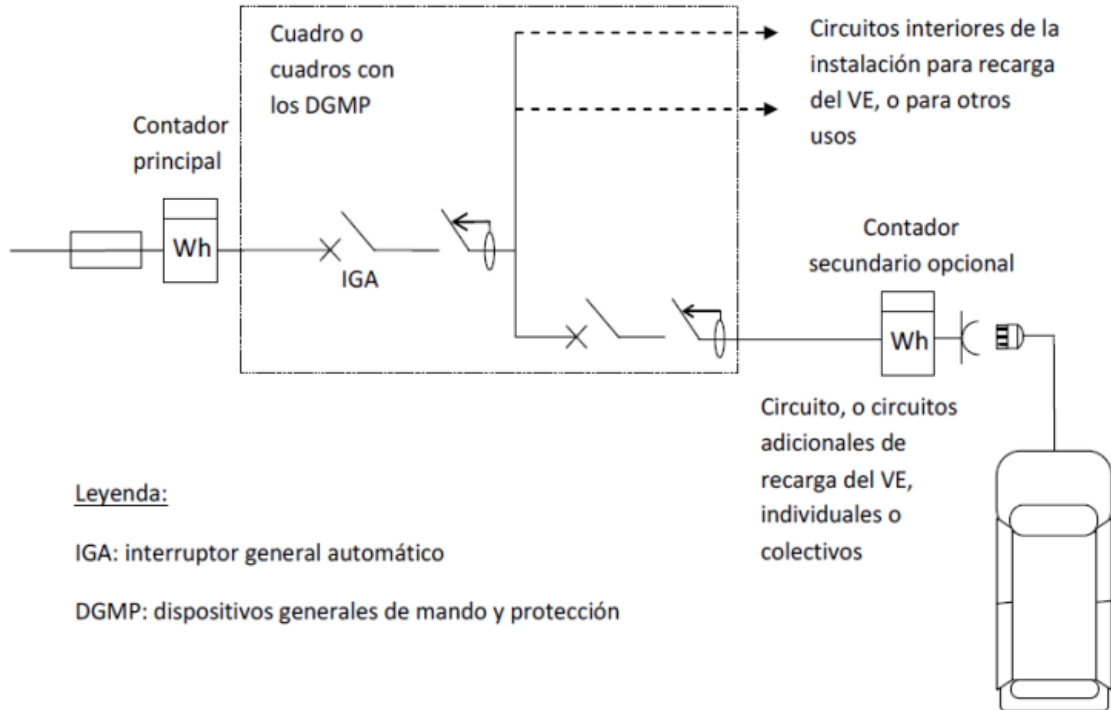
A continuación, se representa el tipo de conexión en la figura representada:



Leyenda:	
1	Base de toma de corriente
2	Clavija
3	Cable de conexión
4	Conector
5	Entrada de alimentación al VEHÍCULO ELÉCTRICO
6	Cargador incorporado al VEHÍCULO ELÉCTRICO
7	Batería de tracción
8	Punto de conexión
9	Punto de recarga simple
10	SAVE

4.6.2.- ESQUEMAS DE INSTALACIÓN PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.

En este caso el esquema será el indicado en la figura 12 de la ITC-BT-52, es decir, “instalación con circuito o circuitos adicionales para la recarga de VE”.



En este caso, no usaremos un SPL, debido a que el uso de este es mayoritariamente para viviendas. El SPL se instala en la línea general de alimentación y su funcionamiento principal es medir la energía que se está consumiendo y en función de ello regular o desconectar las cargas de vehículos eléctricos.

Además, al tratarse de una empresa en la cual los consumos van destinados a maquinaria e informática (oficinas), y los cargadores a vehículos de reparto con urgencia, el cliente solicita que no se baje el rendimiento de ninguna de las necesidades. Por último, ciñéndonos al reglamento, la instalación no dispone de línea general de alimentación.

4.6.3.- NECESIDADES DE LA INSTALACIÓN.

La previsión de potencia de los puntos de recarga a instalar en edificios de uso no residencial tales como los edificios de oficinas u otros de usos comerciales se calculará de la siguiente manera:

$$P_{VE \text{ mínimo}} = \frac{n^{\circ} \text{ plazas}}{40} \cdot 3.680 \cdot F_s$$

Donde el factor de simultaneidad será 1, ya que no habrá instalación de SPL, con el cual el factor de simultaneidad sería 0,3.

El aparcamiento dispone de 197 plazas, por lo tanto:

$$P_{VE \text{ mínimo}} = \frac{197}{40} \cdot 3.680 \cdot 1 = 18,124kW < 263kW$$

Por lo tanto, la instalación satisface las necesidades de potencia de la recarga de VE.

4.7.- PUESTA A TIERRA.

La instalación de puesta a tierra se realizará de tal forma que no se puedan producir tensiones de contacto mayores de 24V en las partes metálicas accesibles de la instalación, como las estaciones de recarga.

El conductor de la red de tierra que une los electrodos (ya instalados del edificio) con cada cargador será de 35 mm² de sección mínima, según indica la **ITC-BT-52, apartado 7**.

4.8.- PROTECCIONES.

Para el cuadro de recarga de vehículos eléctricos se precisa de:

INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO	PODER DE CORTE
TETRAPOLAR DE 250 A	15 kA
TETRAPOLAR DE 80 A	15 kA
TETRAPOLAR DE 40 A	15 kA
TETRAPOLAR DE 40 A	15 kA
TETRAPOLAR DE 40 A	15 kA
TETRAPOLAR DE 40 A	15 kA
TETRAPOLAR DE 40 A	15 kA
BIPOLAR DE 10 A	15 kA
BIPOLAR DE 6 A	15 kA

INTERRUPTOR DIFERENCIAL	SENSIBILIDAD
TETRAPOLAR DE 250 A, TIPO A	30 mA
TETRAPOLAR DE 80 A, TIPO A	30 mA
TETRAPOLAR DE 40 A, TIPO A	30 mA
TETRAPOLAR DE 40 A, TIPO A	30 mA
TETRAPOLAR DE 40 A, TIPO A	30 mA
TETRAPOLAR DE 40 A, TIPO A	30 mA
TETRAPOLAR DE 40 A, TIPO A	30 mA
BIPOLAR DE 25 A, TIPO AC	30 mA

Según indica la norma *ITC-BT-52*, el interruptor diferencial clase A es el obligado a instalar para las infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos, ya que, a diferencia de los diferenciales de clase AC estándar, que solo detectan corrientes de fuga alternas, los diferenciales de clase A también son sensibles a las corrientes de fuga continuas.

PROTECTOR CONTRA SOBRETENSIONES

TIPO 2

La disposición de estos elementos queda definida en el esquema unifilar, en el documento nº5, "Planos"

5.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA / LINEA DE ACOMETIDA 3

5.1.- LINEA DE ACOMETIDA A INSTALACION FOTOVOLTAICA.

Desde el cuadro de baja tensión, y hasta el nuevo cuadro de alterna, se tenderá una línea subterránea mediante cable RV-K 0,6/1KV de 4x50+Tmm² Cu, enterrada bajo suelo, en una longitud de 50 m.

La potencia, distancia, sección y aislamiento vienen reflejadas en los resultados presentados en el documento nº 2 "Cálculos Justificativos" adjunto.

5.2.- CUADRO DE CORRIENTE ALTERNA.

El cuadro de alterna irá ubicado en un armario situado junto a la marquesina. Ver plano nº7 "Instalación Fotovoltaica en Marquesina".

Este cuadro estará protegido por un interruptor magnetotérmico de 4x125A.

El cuadro tendrá 2 circuitos destinados a los inversores. Estos circuitos estarán protegidos por los siguientes dispositivos de protección:

- Dos diferenciales de 4x63 A, con una sensibilidad de 300mA y dos interruptores magnetotérmicos de 4x63 A para el inversor 1 y 2.

Su composición se detalla en el esquema unifilar adjunto en el documento nº 5 "Planos".

5.3.- LINEAS A INVERSORES.

Desde el cuadro de alterna hasta cada inversor se tenderá una línea mediante cable RZ1-K(AS) 0,6/1KV de 4x16+Tmm² Cu. El cuadro de alterna tendrá un inversor el mismo armario, y el otro en el armario siguiente, en una longitud inferior a 2 m.

La potencia, distancia, sección y aislamiento vienen reflejadas en los resultados presentados en el documento nº 2 "Cálculos Justificativos" adjunto.

5.4.- INVERSORES.

Los inversores están conectados en el lado de corriente continua al campo fotovoltaico y por el lado de corriente alterna al cuadro de corriente alterna.

Su principal función es convertir la corriente continua proveniente de los paneles en corriente alterna.

Los inversores elegidos para este proyecto son de la marca GREENHEISS. Disponen de un sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), con tres MPPTs por inversor y dos entradas de líneas fotovoltaicas cada MPPT. Destacar que tienen un alto rendimiento energético del 98,8%.

El modelo elegido es el GREENHEIS GH-IT 40 4M ADVANCED, de 40 kW de potencia nominal.

Estarán ubicados en los armarios situados junto a la marquesina.

En el "Anexo II" se incluye la ficha técnica del inversor.

5.5.- LINEAS A CUADROS DE CONTINUA.

Para este cableado de CC se utilizará cable H1Z2Z2-K 0,6/1kV de 6 mm² de cobre. Este cable es especial para instalaciones fotovoltaicas.

5.6.- CUADRO DE CONTINUA.

Este cuadro dispone de dos fusibles de 15 A para proteger cada *string*. Cada cuadro alberga 5 *strings*, por lo tanto, posee diez fusibles de 15 A cada cuadro.

Un *string* se refiere a varios paneles solares conectados en cadena, donde el cableado positivo de un panel solar se conecta al cableado negativo del panel siguiente, y así sucesivamente.

5.7.- LINEAS A PANELES FOTOVOLTAICOS.

Como se ha citado anteriormente, se utilizará cable H1Z2Z2-K 0,6/1kV de 6 mm² de cobre. Se realizan *strings* de 16 paneles.

5.8.- PANELES FOTOVOLTAICOS.

Los paneles elegidos son de la marca JASOLAR. Se caracterizan por su excelente fiabilidad, por su alta eficiencia, además de por ser uno de los paneles con mayor potencia de pico actualmente en el mercado.

Los paneles empleados son paneles monocristalinos de 144 células cuya ventaja principal es su alto rendimiento incluso con baja radiación solar. El modelo elegido es el JAM72S30-550WP PANEL FV 550 Wp.

En el “Anexo III” se incluye la ficha técnica del panel fotovoltaico.

5.9.- DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

En este caso, la instalación constará de:

- 160 paneles de silicio monocristalino, marca JASOLAR, modelo JAM72S30-550/MR, de 550 Wp, conectados en serie.
- 2 inversores trifásicos marca GREENHEISS, modelo GH-IT 40 4M ADVANCED, de 40 kW de potencia nominal, con 4 MPPTS de 2 entradas cada uno.

El MPPT, “Seguimiento del punto de máxima potencia”, es un regulador cuya función es optimizar el funcionamiento de los paneles solares, de manera que operen en el punto de máxima potencia. Este garantiza que los paneles estén generando la mayor cantidad de energía posible en función de las condiciones en las que estén trabajando.

Se ha diseñado la instalación para que el rendimiento de esta sea lo mayor posible. Por ello la distribución de los paneles se ha realizado en 10 strings en total, con 16 paneles por cada string. Los strings estarán distribuidos de la siguiente manera en ambos inversores:

- MPPT1: 2 strings de 16 paneles
- MPPT2: 2 strings de 16 paneles
- MPPT3: 1 string de 16 paneles

De este modo en cada inversor, se ocuparán dos MPPTs al completo y uno de forma individual, lo que supondrá un mayor rendimiento de la instalación fotovoltaica.

En la siguiente tabla se han agrupado los principales elementos que compondrán la instalación fotovoltaica:

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

MODELO PANELES	JASOLAR modelo JAM72S30-550 WP PANEL FV 550WP MONOCRISTALINO 144 CELU
Nº DE PANELES	160 uds
MODELO INVERSOR	GREENHEISS GH-IT 40 4M ADVANCED
Nº DE INVERSORES	2
POTENCIA NOMINAL INVERSOR	40 kW

A continuación, se muestra una imagen orientativa de la disposición de la marquesina con los paneles:



5.9.1.- CONSUMO DEL EDIFICIO.

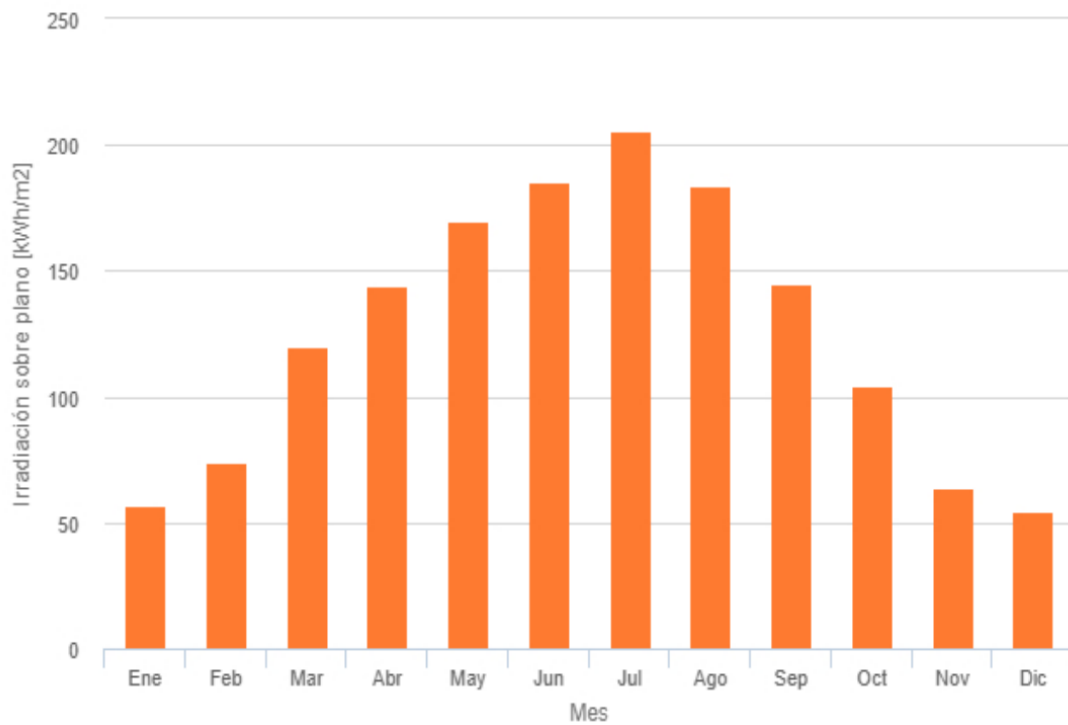
La empresa nos ha proporcionado el consumo anual del edificio durante el último año. El consumo asciende a los 552.750,00 kWh/año. Este nos servirá de referencia para saber el porcentaje de autoconsumo que tendrá la instalación FV a instalar.

5.9.2.- ENERGIA GENERADA.

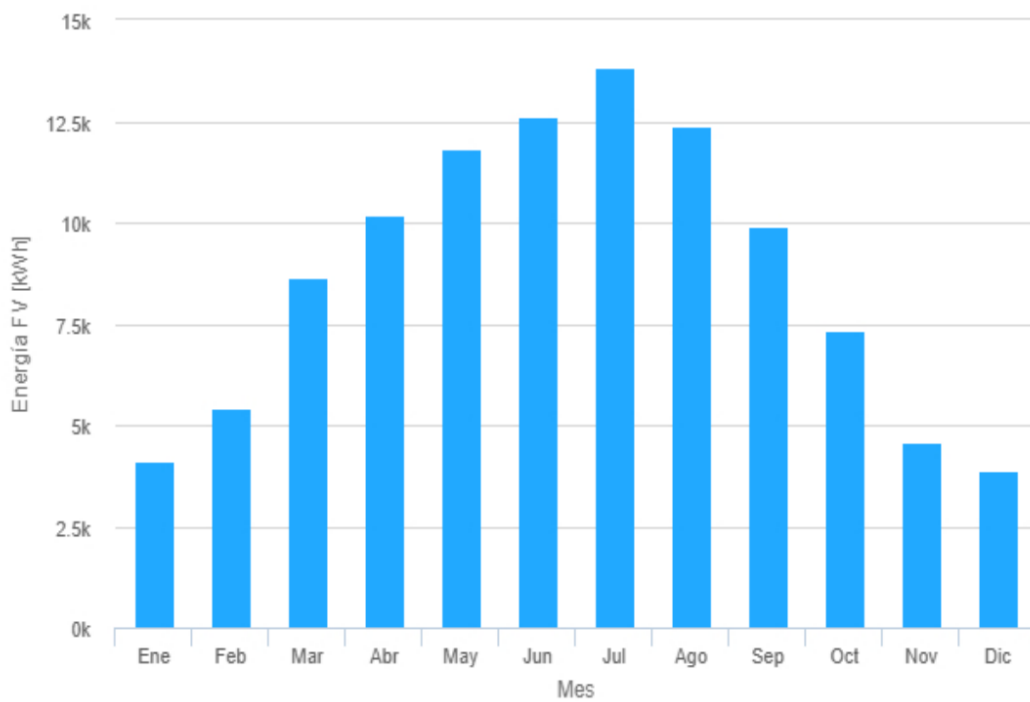
Para determinar la producción de energía se han tomado los valores de radiación solar del programa europeo PVGIS, para la localización prevista. Se adjuntan los resultados PVGIS en el "Anexo IV".

A continuación, se muestran las gráficas proporcionadas por el PVGIS, para la irradiación mensual y la consecuente producción de energía:

Irradiación mensual sobre plano fijo:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



5.9.3.- AHORRO.

El PVGIS nos indica que la instalación solar fotovoltaica tiene la capacidad de generar 104.777,37 kWh al año, lo que supone una cobertura anual de la demanda de la instalación del 18,96 % frente a la demanda de consumo de 552.750,00 kWh/año.

5.10.- PUESTA A TIERRA.

Al igual que en la instalación de recarga de vehículos eléctricos, se unirá a los electrodos ya instalados en el edificio.

Así como indica la *ITC-BT-18*, en esta instalación se dispondrá un circuito de puesto a tierra de cobre desnudo de 35 mm² que conectará la estructura, el inversor, los cuadros de protección de CC y CA y todas las masas de la instalación a tierra.

5.11.- PROTECCIONES.

Para la instalación fotovoltaica se precisa de:

INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO	PODER DE CORTE
TETRAPOLAR DE 250 A	10 kA
TETRAPOLAR DE 80 A	10 kA
TETRAPOLAR DE 40 A	10 kA
TETRAPOLAR DE 40 A	10 kA
TETRAPOLAR DE 40 A	10 kA
TETRAPOLAR DE 40 A	10 kA
TETRAPOLAR DE 40 A	10 kA
TETRAPOLAR DE 40 A	10 kA
BIPOLAR DE 10 A	10 kA
BIPOLAR DE 6 A	10 kA

INTERRUPTOR DIFERENCIAL	SENSIBILIDAD
TETRAPOLAR DE 80 A, TIPO A	30 mA
TETRAPOLAR DE 40 A, TIPO A	30 mA
TETRAPOLAR DE 40 A, TIPO A	30 mA
TETRAPOLAR DE 40 A, TIPO A	30 mA
TETRAPOLAR DE 40 A, TIPO A	30 mA
TETRAPOLAR DE 40 A, TIPO A	30 mA

PROTECTOR CONTRA SOBRETENSIONES

TIPO 2 (PARA CUADRO C.A. Y PARA CUADRO C.C.)

La disposición de estos elementos queda definida en el esquema unifilar, en el documento nº5, "Planos".

Con todo lo expuesto con anterioridad, queda completado el documento Memoria, correspondiente al presente proyecto.

A handwritten signature in blue ink, consisting of several fluid, overlapping loops and strokes, positioned above the printed name.

Fdo.: Diego Román Rodríguez

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea



Escuela Universitaria
de Ingeniería
Vitoria-Gasteiz

Ingeniaritzako
Unibertsitate Eskola
Vitoria-Gasteiz

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Alumno/Alumna: Román, Rodríguez, Diego

Director/Directora (1): Manero Txintxetru, Idoia

Director/Directora (2): Aguirre Etxebarria, Ander

Curso: 2022-2023

Fecha: 03 Julio 2023

ÍNDICE

1.- CONTEXTUALIZACIÓN Y NECESIDAD A RESOLVER.	1
2.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN.	2
2.1.- LINEA SUBTERRANEA 13,2 KV DE ACOMETIDA.	2
2.2.- TRANSFORMADOR.	3
2.3.- PUENTE DE BAJA TENSIÓN.	4
2.4.- PUESTA A TIERRA DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	6
3.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA EXISTENTE DEL EDIFICIO.	11
4.- INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	14
5.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	17

1.- CONTEXTUALIZACIÓN Y NECESIDAD A RESOLVER.

Se trata de realizar el estudio de la instalación eléctrica de manera que los conductores citados cumplan con los siguientes dos criterios:

- Caída de tensión máxima.
- Intensidad máxima admisible.

También, se comprueba el correcto funcionamiento de las protecciones, determinando el calibre y el poder de corte necesario.

Por último, se realizan los cálculos para el diseño del sistema de tierras de alta tensión.

2.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN.

2.1.- LINEA SUBTERRANEA 13,2 KV DE ACOMETIDA.

Como conductor de esta instalación se utilizará cable HEPRZ1 12/20kV de Aluminio de 3 (1 x 150) mm² de sección.

Las principales características, sacadas de la NI 56.43.01, son:

Sección mm ²	Tensión U ₀ /U kV	Resistencia máx. a 90°C Ω/km	Reactancia por fase Ω/km	Capacidad μF/km
50	12/20	0,822	0,133	0,206
150		0,265	0,112	0,368
240		0,162	0,105	0,453
400		0,102	0,098	0,536
50	18/30	0,822	0,144	0,161
150		0,265	0,121	0,266
240		0,162	0,113	0,338
400		0,102	0,106	0,401

En este caso, se trata de un terno de cables unipolares enterrados en zanja en el interior de un tubo. Este tubo será de corta longitud (L<15 m), por lo tanto, se utilizarán los valores de intensidad máxima admisible indicados en la tabla 6 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión ITC-LAT-06.

Esta intensidad, en servicio permanente y con corriente alterna es de 275 A. Así como dicta la ITC-LAT-06, a este valor no hay que aplicarle coeficientes de corrección. Así mismo, en el reglamento especifica que el tubo deberá ser rellenado con aglomerados especiales.

Por tanto, la capacidad de transporte de la línea es:

$$P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 13,2 \cdot 275 \cdot 0,9 = 5.658,61 \text{ kW} > 400 \text{ kW}$$

Siendo la caída de tensión para 13 m:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) = \sqrt{3} \cdot 275 \cdot 0,013 \cdot (0,265 \cdot 0,9 + 0,112 \cdot 0,436) = 1,78V$$

Expresada en porcentaje:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U \cdot 100}{U} = \frac{1,78 \cdot 100}{13.200} = 0,013\%$$

Para el cálculo de corrientes de cortocircuito se considera una potencia de cortocircuito de la red de 300 MVA, dato proporcionado por la compañía suministradora.

Entonces:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{U_N \cdot \sqrt{3}} = \frac{300.000.000}{13.200 \cdot \sqrt{3}} = 13,12 \text{ kA}$$

Este valor será la máxima corriente de cortocircuito que puede presentarse. El conductor elegido deberá por tanto soportar una corriente de al menos ese valor.

Debe cumplirse en todo caso que:

$$I_{cc.adm} \geq I_{cc}$$

Atendiendo a la tabla 26 de la ITC-LAT-06, puede obtenerse el valor exacto de la intensidad máxima admisible de cortocircuito para un conductor de 150 mm² y duración de defecto de 1 segundo. Esta es de 94 A/mm². Multiplicándola por la sección del conductor obtenemos una intensidad de 14,1 kA.

$$I_{cc.adm} = 14,1 \text{ kA} \geq I_{cc} = 13,12 \text{ kA}$$

Por tanto, la sección elegida cumple el criterio por corriente de cortocircuito.

	Sección	Caída de Tensión
Línea de Acometida al CT	HEPRZ1 12/20 kV, 3 x (1 x 150mm ²) Al.	0,013 %

2.2.- TRANSFORMADOR.

Partiendo de:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I = 400 \text{ kVA}$$

Para el lado de 13,2 kV obtenemos:

$$I = \frac{400.000}{13.200 \cdot \sqrt{3}} = 17,5 \text{ A}$$

Por lo tanto, se precisa de protección por **fusible de 20 A**.

Al igual que en el apartado anterior, la intensidad de cortocircuito en el lado de media tensión se rige por:

$$I = \frac{300.000.000}{13.200 \cdot \sqrt{3}} = 13,12 \text{ kA}$$

En consecuencia, el poder de corte del fusible será:

$$P_{dC} = 15 \text{ kA} > I_{cc} = 13,12 \text{ kA}$$

Mientras que, para el lado de 420 V obtenemos:

$$I = \frac{400.000}{420 \cdot \sqrt{3}} = 549,86 \text{ A}$$

	Protección	Poder de Corte
Lado de Media Tensión	Fusible de 20 A	15 kA

2.3.- PUENTE DE BAJA TENSIÓN.

Con el fin de proteger el conductor, lo dimensionaremos para que este pueda admitir 630 A mínimo, es decir, la intensidad máxima del interruptor general calculada en el apartado anterior.

Para ello se emplea un conductor RZ1K-(AS). Mediante la tabla de "Intensidades máximas admisibles" reflejada en la ITC-BT-19, obtenemos que los conductores no admiten tanta intensidad, por lo que se dispondrá de dos conductores por fase de sección mínima de 120 mm². De esta manera, admiten una intensidad máxima de 700 A.

Los conductores irán por debajo del centro de transformación, no obstante, al tratarse de un hueco preparado para la conducción de cables, consideramos que se trata de un método de instalación con conductores separados al aire libre tipo F, y aislamiento XLPE.

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S}$$

Donde:

- L: longitud de la línea en m.
- I: Intensidad en A.
- S: sección de la línea en mm².
- γ : conductividad en m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$).

Por lo tanto:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 700}{56 \cdot (2 \cdot 120)} = 0,45 \text{ V}$$

Donde la caída de tensión porcentual será:

$$\Delta U\% = \frac{0,45 \cdot 100}{420} = 0,11 \%$$

Para determinar el poder de corte del interruptor general magnetotérmico del cuadro de baja tensión, así como el del resto de protecciones ubicadas en ese cuadro, tendremos en cuenta las resistencias y reactancias del tramo comprendido entre el transformador hasta el C.B.T.

Haciendo uso de los valores obtenidos en la siguiente tabla:

S_N (kVA)	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000
u_{cc} (%)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
u_{Rcc} (%)	1,75	1,63	1,47	1,40	1,30	1,23	1,15	1,10	1,03	1,01	1

Transformador:

$$Z_{cc} = \frac{u_{cc} \cdot 400^2}{100 \cdot S_N} = \frac{4 \cdot 400^2}{100 \cdot 400} = 16 \text{ m}\Omega$$

$$R_{cc} = \frac{u_{Rcc} \cdot 400^2}{100 \cdot S_N} = \frac{1,15 \cdot 400^2}{100 \cdot 400} = 4,6 \text{ m}\Omega$$

$$X_{cc} = \sqrt{Z_{cc}^2 - R_{cc}^2} = \sqrt{16^2 - 4,6^2} = 15,3i \text{ m}\Omega$$

Y para el puente de baja tensión:

Sección (mm ²)	Resistencia por unidad de longitud (mΩ/m)			Reactancia por unidad de longitud (mΩ/m)
	20 °C	70 °C	90 °C	
1.5	11,5	13,8	14,7	0
2.5	6,90	8,25	8,79	0
4	4,31	5,15	5,49	0
6	2,87	3,44	3,66	0
10	1,72	2,06	2,20	0
16	1,08	1,29	1,37	0
25	0,69	0,82	0,88	0
35	0,49	0,59	0,63	0,08
50	0,34	0,41	0,44	0,08
70	0,25	0,29	0,31	0,08
95	0,18	0,22	0,23	0,08
120	0,14	0,17	0,18	0,08
150	0,11	0,14	0,15	0,08
185	0,09	0,11	0,12	0,08
240	0,07	0,09	0,09	0,08

$$\text{Tramo Transformador a C.B.T.: } 2 \cdot (3 \text{ m} \cdot (0,14 + 0,08i) \frac{m\Omega}{m}) = (0,84 + 0,48i) \frac{m\Omega}{m}$$

Por tanto:

$$I_{cc.max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot Z_f} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (5,44 + 15,78i) \cdot 10^{-3}} = 13,84 \text{ kA}$$

Por lo tanto, el magnetotérmico deberá tener un poder de corte tal que:

$$PdC = 15 \text{ kA} > I_{cc} = 13,84 \text{ kA}$$

	Sección	Caída de Tensión
Puente de Baja Tensión	RZ1-K(AS), 4 x (2x120mm ²) Cu.	0,11 %
Cuadro de Baja Tensión	Interruptor General Magnetotérmico de 630 A (regulabe 90%)	15 kA

2.4.- PUESTA A TIERRA DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

El procedimiento a seguir es el indicado en el **MT 2.11.33 “Diseño de puestas a tierra para centros de transformación, de tensión nominal ≤ 30kV”**, de Iberdrola.

Datos de la red de distribución y ubicación, proporcionados por la compañía:

- Tensión nominal de la línea: $U_n=13,2\text{kV}$
- Intensidad máxima de falta a tierra: $I_{1F}=1,173\text{A}$
- Resistividad del terreno: $\rho=200\Omega \cdot \text{m}$
- Características de actuación de las protecciones: $I'_{1Fp} \cdot t=400$
- Tipo de pantallas de los cables: Conectada.
- Número de centros de transformación conectados a través de pantallas: $N=6$.

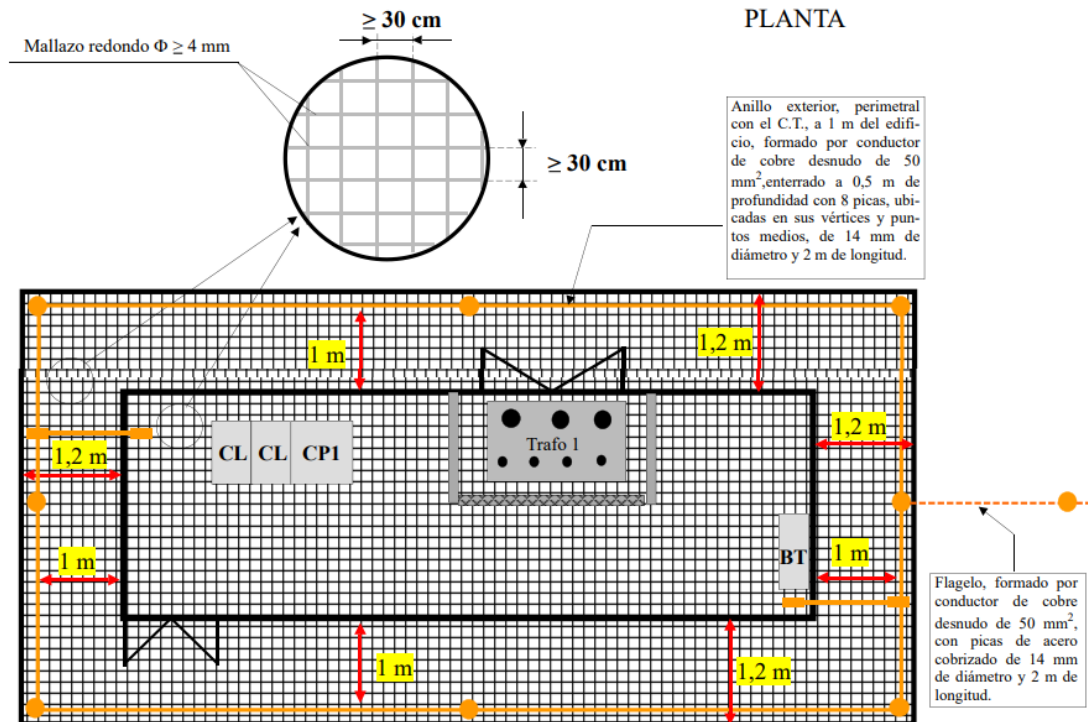


Figura 4.- Electrodo de puesta a tierra del CTS

Por lo tanto, el electrodo utilizado será: **CPT-CT-A-(3X7)+8P2**.

De esta manera, queda asegurada la protección de las personas en el **interior del centro de transformación**.

No obstante, también hay que asegurar la protección de un peatón que pase por las **proximidades de este centro de transformación**.

El manual indica el cumplimiento de la instalación a tierra para tensiones de paso considerando a la persona con y sin calzado. Con el fin de abreviar los cálculos, obviaremos la tensión de paso con calzado, y calcularemos únicamente la tensión de paso sin calzado.

Además, el manual establece el cálculo para dos situaciones: con un pie en la acera perimetral y otro en el terreno, y con los dos pies en el terreno. La situación más desfavorable será cuando la persona tenga un pie en la acera y otro en el terreno, ya que existe una mayor diferencia de tensión.

Por lo tanto, para indicar el cumplimiento de la instalación de tierra, calcularemos la tensión a la que está sometida la persona cuando va sin calzado y tiene un pie en la acera y otro en el terreno, es decir, el caso más desfavorable.

Atendiendo a la tabla A1.1.1, obtenemos que el coeficiente de resistencia de puesta de tierra es $K_r=0,07288\Omega/\Omega \cdot m$, y que el coeficiente de resistencia de puesta de tierra más desfavorable es

$K_r'=0,088 \Omega/\Omega\cdot m$. Por otro lado, la tabla 5 indica que la reactancia equivalente de la subestación es $X_{LTH}=4,5\Omega$.

Teniendo en cuenta los coeficientes anteriores, calculamos la resistencia de tierra del centro de transformación y la resistencia de pantalla:

$$R_T = K_r \cdot \rho = 0,07288 \cdot 200 = 14,576\Omega$$

$$R_{pant} = \frac{K_r' \cdot \rho}{N} = \frac{0,07288 \cdot 200}{6} = 2,429\Omega$$

Habiendo hallado ambas resistencias, calculamos la resistencia total y el parámetro r_E para determinar la intensidad de la corriente de defecto a tierra:

$$R_{TOT} = \frac{R_T \cdot R_{pant}}{R_T + R_{pant}} = \frac{14,576 \cdot 2,429}{14,576 + 2,429} = 2,082\Omega$$

$$r_E = \frac{R_{TOT}}{R_T} = \frac{2,082}{14,576} = 0,143\Omega$$

Por lo tanto, calculamos la intensidad de la corriente de defecto a tierra:

$$I'_{1Fp} = \frac{1,1 \cdot U_n}{r_E \cdot \sqrt{3} \cdot \sqrt{R_T^2 + \left(\frac{X_{LTH}}{r_E}\right)^2}} = \frac{1,1 \cdot 13.200}{0,143 \cdot \sqrt{3} \cdot \sqrt{14,576^2 + \left(\frac{4,5}{0,143}\right)^2}} = 1.690,39A$$

A continuación, calculamos la tensión de paso máxima que aparece en la instalación. Para ello, tendremos en cuenta el coeficiente de tensión de paso con un pie en la acera y otro en el terreno, que según la tabla A1.1.1 es $K_{p.a-t}=0,03578V/(\Omega\cdot m)\cdot A$.

Por lo tanto:

$$U'_{p2} = K_{p.a-t} \cdot \rho \cdot r_E \cdot I'_{1Fp} = 0,03578 \cdot 200 \cdot 0,143 \cdot 1.690,39 = 1.729,79V$$

A continuación, calculamos la tensión máxima aplicada a la persona:

$$U'_{pa2} = \frac{U'_{p2}}{1 + \frac{3\rho + 3\rho_s^*}{Z_b}}$$

Donde:

- ρ_s^* es la resistividad del material que constituye la acera perimetral de hormigón. Este valor es de $3.000\Omega\cdot m$.
- Z_b es la impedancia del cuerpo humano, la cual se considera un valor de 1.000Ω .

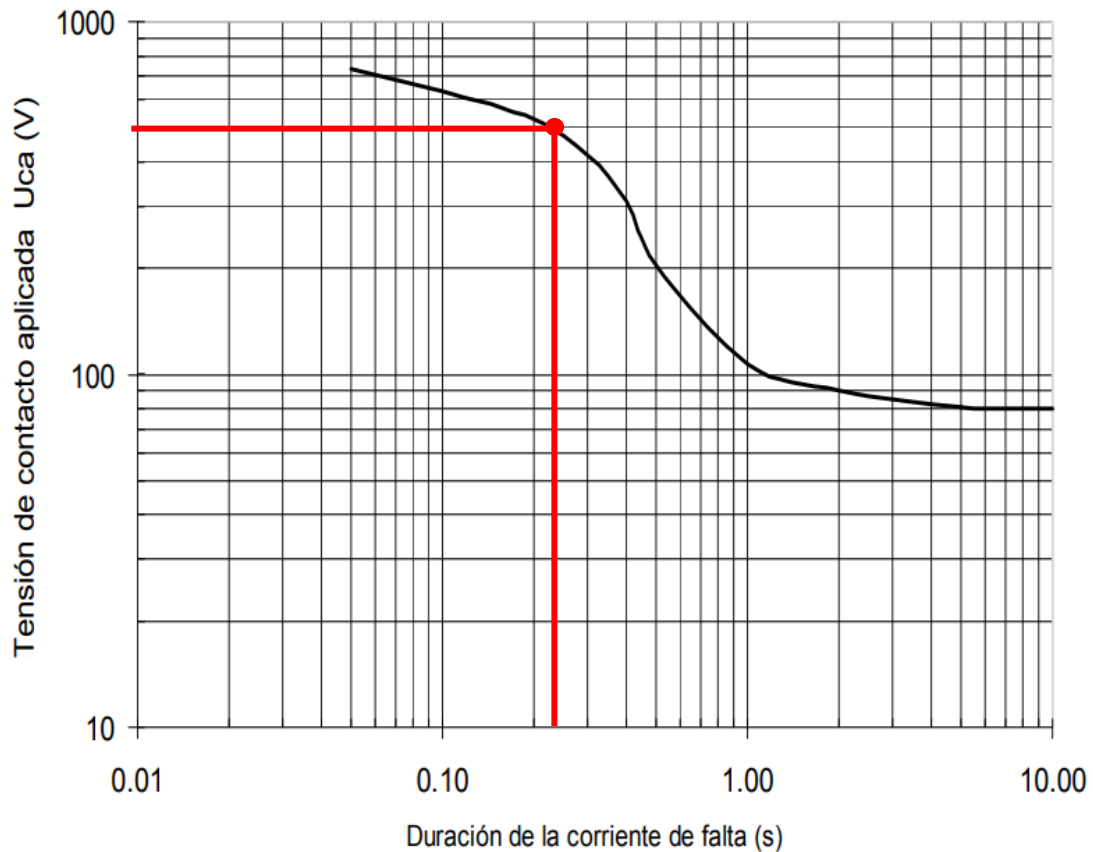
Por lo tanto:

$$U'_{pa2} = \frac{1.729,79}{1 + \frac{3 \cdot 200 + 3 \cdot 3.000}{1.000}} = 163,187V$$

Por último, calcularemos la duración de la corriente de falta, es decir, el tiempo de actuación de las protecciones:

$$t = \frac{400}{I'_{1Fp}} = \frac{400}{1.690,39} = 0,24 \text{ segundos}$$

Una vez obtenida la tensión máxima aplicada a la persona, la compararemos con la tensión de paso admisible establecida por la norma **UNE-IEC/TS 60479-1**.



Según la gráfica, como $U_{pa} = 10 \cdot U_{ca}$, el valor de la tensión de paso aplicada máxima a la persona no deberá ser superior a $U_{pa} = 10 \cdot 500 = 5.000V$.

Como $U'_{pa2} = 163,187V < 5.000V$, el electrodo considerado cumple con el requisito reglamentario.

Por otro lado, con objetivo de evitar tensiones transferidas peligrosas a instalaciones receptoras de baja tensión alimentadas por las líneas de BT que salen del centro de transformación, el electrodo de puesta a tierra del neutro del transformador debe distanciarse una cierta distancia de la puesta a tierra de protección:

$$D = \frac{\rho \cdot I_F}{2 \cdot U_{TR} \cdot \pi}$$

Donde:

- U_{TR} : tensión transferida, la cual debe ser inferior a 1000 V, según indica el *ITC-RAT-13*.

Entonces:

$$D = \frac{200 \cdot 1.690,39}{2 \cdot 1.000 \cdot \pi} = 53,81 \text{ m}$$

3.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA EXISTENTE DEL EDIFICIO.

El edificio tiene una necesidad de potencia de 100kW, por lo tanto:

$$I = \frac{P}{U} = \frac{100.000}{400 \cdot \sqrt{3}} = 144,34 \text{ A}$$

La línea de acometida al edificio debe tener la capacidad de admitir 144,34 A. Por lo tanto, el **interruptor magnetotérmico existente deberá ser sustituido por uno 200 A regulable al 80 %, es decir, 160 A.**

Con el fin de proteger el conductor, lo dimensionaremos para que este pueda admitir 200 A mínimo. Mediante la tabla de "Intensidades máximas admisibles" reflejada en la ITC-BT-19, obtenemos que los conductores deben tener una **sección mínima de 95 mm²**. De esta manera, los conductores admiten una intensidad máxima de 202 A.

Destacar que se trata de un método de instalación enterrada tipo D, con 3 conductores y aislamiento XLPE y conductor de cobre.

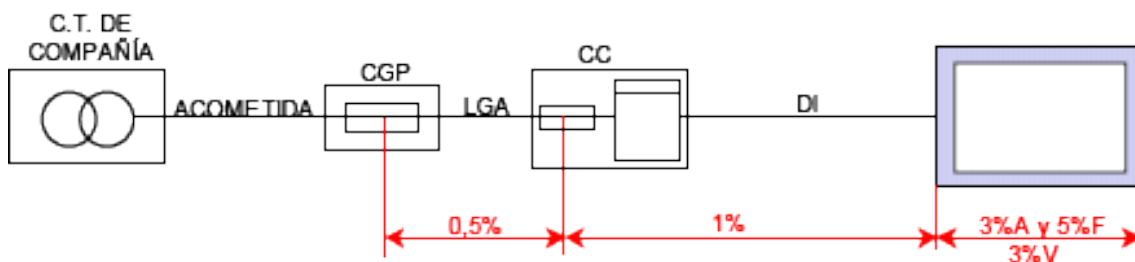
A continuación, verificamos si la sección elegida cumple el criterio de caída de tensión:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 22 \cdot 200}{56 \cdot 95} = 1,43 \text{ V}$$

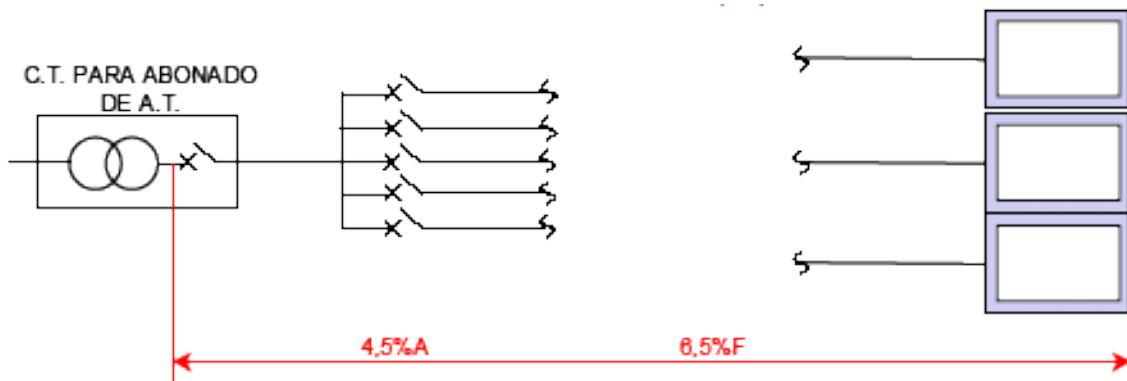
Donde la caída de tensión porcentual será:

$$\Delta U\% = \frac{1,43 \cdot 100}{400} = 0,36 \%$$

Según indica la ITC-BT-19, la instalación del edificio ya realizada debe tener una caída máxima de tensión de 4 % para alumbrado y 6 % para la fuerza (caso más desfavorable).



Además, esta norma también indica que:



Sumando estas caídas de tensión máximas a las obtenida desde el transformador:

$$\Delta U\% (\text{Alumbrado}) = 0,11 \% + 4 \% + 0,36 \% = 4,47 \% < 4,5 \%$$

$$\Delta U\% (\text{Fuerza}) = 0,11 \% + 6 \% + 0,36 \% = 6,47 \% < 6,5 \%$$

Para determinar el poder de corte del interruptor general magnetotérmico, así como el de todas las protecciones del cuadro del edificio, tendremos en cuenta las resistencias y reactancias del tramo comprendido entre el transformador hasta el cuadro del edificio.

Haciendo uso de los valores obtenidos en la siguiente tabla, y siguiendo el mismo procedimiento realizado anteriormente:

Sección (mm ²)	Resistencia por unidad de longitud (mΩ/m)			Reactancia por unidad de longitud (mΩ/m)
	20 °C	70 °C	90 °C	
1,5	11,5	13,8	14,7	0
2,5	6,90	8,25	8,79	0
4	4,31	5,15	5,49	0
6	2,87	3,44	3,66	0
10	1,72	2,06	2,20	0
16	1,08	1,29	1,37	0
25	0,69	0,82	0,88	0
35	0,49	0,59	0,63	0,08
50	0,34	0,41	0,44	0,08
70	0,25	0,29	0,31	0,08
95	0,18	0,22	0,23	0,08
120	0,14	0,17	0,18	0,08
150	0,11	0,14	0,15	0,08
185	0,09	0,11	0,12	0,08
240	0,07	0,09	0,09	0,08

$$\text{Transformador + Tramo Transformador a C. B. T.: } (5,44 + 15,78i) \frac{m\Omega}{m}$$

$$\text{Tramo C. B. T. a cuadro edificio: } 22 m \cdot (0,18 + 0,08i) \frac{m\Omega}{m} = (3,96 + 1,76i) \frac{m\Omega}{m}$$

Por tanto:

$$I_{cc.max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot Z_f} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (9,4 + 17,54i) \cdot 10^{-3}} = 11,61 \text{ kA}$$

Por lo tanto, las protecciones magnetotérmicas deberán tener un poder de corte tal que:

$$P d C = 15 \text{ kA} > I_{cc} = 11,61 \text{ kA}$$

En caso contrario, estas protecciones deberán ser sustituidas, cumpliendo los criterios calculados.

	Sección	Caída de Tensión
Línea de Acometida a C.Edif.	RV-K, 5 x (1 x 150mm ²) Cu.	0,65 %
Línea a Alumbrado (Desfav.)	Existente	4,47 %
Línea a Fuerza (Desfav.)	Existente	6,47 %

	Protección	Poder de Corte
Cuadro Edificio	Interruptor General Magnetotérmico de 200 A (regulable 80 %)	15 kA

4.- INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.

El procedimiento será igual que en el apartado anterior.

La instalación de recarga de vehículos eléctricos tiene una necesidad de potencia de 163 kW, 53 kW de un cargador y 22 kW de cinco cargadores. Además, se le ha instalado un circuito de alumbrado. Para el alumbrado normal tomamos como necesidad de potencia 25 W por luminaria, y para el alumbrado de emergencia estimamos 10 W por luminaria:

$$P = 53.000 + 22.000 \cdot 5 + 25 \cdot 14 + 10 \cdot 6 = 163.410 \text{ W}$$

$$I = \frac{P}{U} = \frac{163.410}{400 \cdot \sqrt{3}} = 235,86 \text{ A}$$

La línea de acometida a la instalación de RVE debe tener la capacidad de admitir 235,86 A. Por lo tanto, el **interruptor magnetotérmico que se instalará será de 250 A**. Con el fin de proteger el conductor, lo dimensionaremos para que este pueda admitir 250 A mínimo.

Mediante la tabla de “Intensidades máximas admisibles” reflejada en la ITC-BT-19, obtenemos que los conductores deben tener una **sección mínima de 150 mm²**. De esta manera, los conductores admiten una intensidad máxima de 260 A.

Destacar que se trata de un método de instalación enterrada tipo D, con 3 conductores y aislamiento XLPE.

A continuación, verificamos la caída de tensión de la sección elegida:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 250}{56 \cdot 150} = 2,58 \text{ V}$$

Donde la caída de tensión porcentual será:

$$\Delta U\% = \frac{2,58 \cdot 100}{400} = 0,65 \%$$

Con el fin de abreviar los cálculos, calcularemos la caída de tensión del cargador de mayor potencia, del cargador más lejano y del circuito de alumbrado. De esta manera, quedara comprobada la correcta instalación de todos los cargadores, ya que calculamos los casos más desfavorables. Destacar que el método de instalación será mediante bandeja perforada tipo F, con 3 conductores y aislamiento XLPE.

- Línea a RVE 1 (53kW DC) de 5 m de longitud:

$$I = \frac{P}{U} = \frac{53.000}{400 \cdot \sqrt{3}} = 76,5 \text{ A}$$

El interruptor magnetotérmico elegido será de 80 A. Atendiendo a la tabla de “Intensidades máximas admisibles” reflejada en la ITC-BT-19, obtenemos que los conductores deben tener una sección mínima de 16 mm². De esta manera, los conductores admiten una intensidad máxima de 97 A.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 80}{56 \cdot 16} = 0,77 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \frac{0,77 \cdot 100}{400} = 0,19 \%$$

- Línea a RVE 6 (22kW DC) de 30 m de longitud:

$$I = \frac{P}{U} = \frac{22.000}{400 \cdot \sqrt{3}} = 31,75 \text{ A}$$

El interruptor magnetotérmico elegido será de 40 A. Atendiendo a la tabla de “Intensidades máximas admisibles” reflejada en la ITC-BT-19, obtenemos que los conductores deben tener una sección mínima de 6 mm². De esta manera, los conductores admiten una intensidad máxima de 52 A.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 40}{56 \cdot 6} = 6,19 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \frac{6,19 \cdot 100}{400} = 1,55 \%$$

- Línea de alumbrado de 45 m de longitud:

$$I = \frac{P}{U} = \frac{350}{230} = 1,52 \text{ A}$$

El interruptor magnetotérmico elegido de 10 A. Atendiendo a la tabla de “Intensidades máximas admisibles” reflejada en la ITC-BT-09, obtenemos que los conductores deben tener una sección mínima de 4 mm². De esta manera, los conductores admiten una intensidad máxima de 44 A.

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{2 \cdot 45 \cdot 10}{56 \cdot 4} = 4,01 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \frac{4,01 \cdot 100}{230} = 1,74 \%$$

Según indica la ITC-BT-52, la caída de tensión máxima para los cargadores será de máximo 5%.

$$\Delta U\% (\text{Cargador } 53 \text{ kW}) = 0,11\% + 0,65\% + 0,19\% = \mathbf{0,95\%} < 5\%$$

$$\Delta U\% (\text{Cargador de 22 kW}) = 0,11\% + 0,65\% + 1,55\% = \mathbf{2,31\%} < 5\%$$

$$\Delta U\% (\text{Alumbrado}) = 0,11\% + 0,65\% + 1,74\% = \mathbf{2,5\%} < 5\%$$

A continuación, se determina el poder de corte de los interruptores magnetotérmicos del cuadro de RVE:

$$\text{Transformador + Tramo Transformador a C.B.T.: } (5,44 + 15,78i) \frac{m\Omega}{m}$$

$$\text{Tramo C.B.T. a cuadro RVE: } 50\text{ m} \cdot (0,11 + 0,08i) \frac{m\Omega}{m} = (5,5 + 4i) \frac{m\Omega}{m}$$

Por tanto:

$$I_{cc.max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot Z_f} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (10,94 + 19,78i) \cdot 10^{-3}} = 10,22\text{ kA}$$

Los magnetotérmicos deberán tener un poder de corte tal que:

$$\mathbf{PdC = 15\text{ kA} > I_{cc.max} = 10,22\text{ kA}}$$

	Sección	Caída de Tensión
Línea de Acometida a RVE	RV-K, 4 x (1 x 150mm ²) Cu.	0,65 %
Línea a Cargador 1	RZ1-K(AS), 4 x (1 x 16mm ²) Cu.	0,19 %
Línea a Cargador 6	RZ1-K(AS), 4 x (1 x 6mm ²) Cu.	1,55 %

	Protección	Poder de Corte
General	Interruptor Magnetotérmico de 250 A	15 kA
Cargador 1	Interruptor Magnetotérmico de 80 A	15 kA
Cargador 6	Interruptor Magnetotérmico de 40 A	15 kA

5.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

A cada inversor irán conectados 80 paneles divididos en 5 *strings*. Cada *string* está compuesta por 16 paneles, por lo tanto, le llegara una potencia máxima de $16 \cdot 41,96 \text{ V} = 671,36 \text{ V}$.

Atendiendo a la ficha tecnica del inversor, vemos que este tiene una capacidad para operar de entre 180 y 1.000 V. Además, la potencia pico que generara los paneles para cada inversor es de $80 \cdot 550 \text{ Wp} = 44 \text{ kW}$. El inversor tiene una capacidad de entrada de 60 kW, entregando 40 kW a la salida. Por lo tanto, queda comprobado el correcto acople entre paneles e inversor.

Manteniendo el procedimiento de apartado anteriores.

La instalación fotovoltaica tiene una necesidad de potencia de 80 kW, 40 kW de cada inversor.

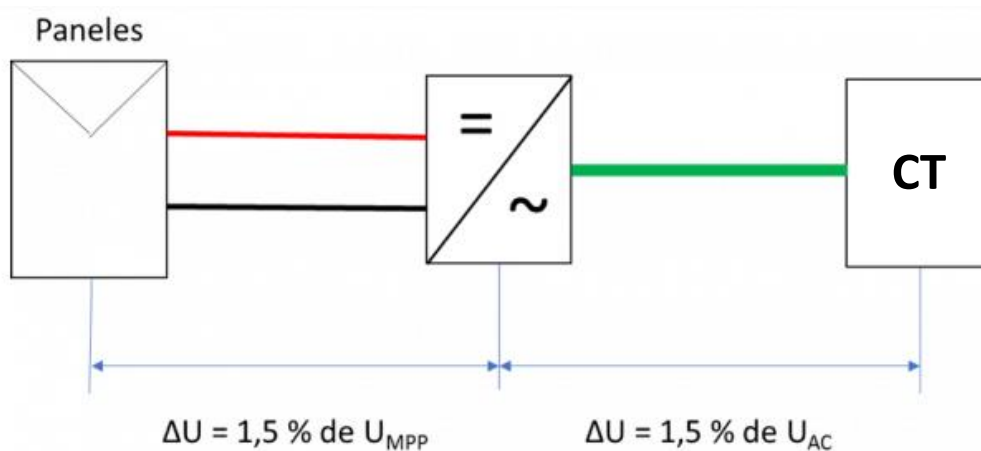
$$I = \frac{P}{U} = \frac{80.000}{400 \cdot \sqrt{3}} = 115,47 \text{ A}$$

La línea de acometida a la instalación fotovoltaica debe tener la capacidad de admitir 115,47 A. Por lo tanto, el **interruptor magnetotérmico que se instalará será de 125 A**. Con el fin de proteger el conductor, lo dimensionaremos para que este pueda admitir 125 A mínimo.

Mediante la tabla de "Intensidades máximas admisibles" reflejada en la ITC-BT-19, obtenemos que los conductores deben tener una sección mínima de 50 mm^2 . De esta manera, los conductores admiten una intensidad máxima de 138 A.

Destacar que se trata de un método de instalación enterrada tipo D, con 3 conductores y aislamiento XLPE y conductor de cobre.

Según indica la ITC-BT-40, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución no será superior al 1,5 %, considerando que el generador entrega su energía a la salida del inversor. Además, el IDEA cita que la caída de tensión entre el inversor y los paneles debe ser inferior al 1,5 %.



A continuación, verificamos si la caída de tensión de la sección elegida teniendo en cuenta la siguiente formula:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 125}{56 \cdot 50} = 3,87 V$$
$$\Delta U\% = \frac{3,87 \cdot 100}{400} = 0,97 \%$$

Ahora calcularemos la caída de tensión para la condición más desfavorable. En este caso será el inversor situado en otro armario (2m).

Cada inversor tiene una potencia de 40 kW.

$$I = \frac{P}{U} = \frac{40.000}{400 \cdot \sqrt{3}} = 57,74 A$$

El **interruptor magnetotérmico que se instalará será de 63 A**. Y la sección de los conductores de 16 mm²:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 63}{56 \cdot 16} = 0,24 V$$
$$\Delta U\% = \frac{6,09 \cdot 100}{400} = 0,06 \%$$

Así mismo, la caída de tensión hasta el inversor más desfavorable será:

$$\Delta U\% = 0,11\% + 0,97\% + 0,06\% = \mathbf{1,14\%} < 1,5\%$$

Para la caída de tensión desde el inversor hasta los paneles, primero calculamos la caída de tensión para el tramo comprendido entre inversor y cuadro de corriente continua. Esta será mediante una línea monofásica con conductores de cobre. El método de instalación será el tipo E.

La corriente máxima que circulara viene indicada en la ficha tecnica del panel, y es de 13,11 A. Es por ello que, el cuadro de corriente continua albergara **fusibles de 15 A**.

La sección mínima del conductor será de 6 mm².

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 15}{56 \cdot 6} = 0,09 V$$
$$\Delta U\% = \frac{0,09 \cdot 100}{230} = 0,04 \%$$

Para el tramo entre el cuadro de corriente continua y el string más lejano:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 13,11}{56 \cdot 6} = 3,12 V$$

$$\Delta U\% = \frac{3,12 \cdot 100}{230} = 1,36 \%$$

$$\Delta U\% = 0,04 \% + 1,36 \% = 1,4 \% < 1,5 \%$$

Se determina el poder de corte de los interruptores magnetotérmicos del cuadro de corriente alterna:

$$\text{Transformador + Tramo Transformador a C.B.T.: } (5,44 + 15,78i) \frac{m\Omega}{m}$$

$$\text{Tramo C.B.T. a cuadro C.A: } 50 m \cdot (0,34 + 0,08i) \frac{m\Omega}{m} = (17 + 4i) \frac{m\Omega}{m}$$

Por tanto:

$$I_{cc,max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot Z_f} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (22,44 + 19,78i) \cdot 10^{-3}} = 7,72 \text{ kA}$$

Los magnetotérmicos deberán tener un poder de corte tal que:

$$PdC = 10 \text{ kA} > I_{cc,max} = 7,72 \text{ kA}$$

Estimamos el mismo poder de corte para los cuadros de corriente continua, debido a que están ubicados junto al cuadros de corriente alterna, y los conductores presentaran poca impedancia debido a su corta longitud.

	Sección	Caída de Tensión
Línea de Acometida a C. Corriente Alterna	RV-K, 4 x (1 x 50mm ²) Cu.	0,97 %
Línea a Inversor	RZ1-K(AS), 4 x (1 x 16mm ²) Cu.	0,06 %
Línea a C. Continua	H1Z2Z2-K, 2x (1 x 6mm ²) Cu.	0,04 %
String	H1Z2Z2-K, 2x (1 x 6mm ²) Cu.	1,36 %

	Protección	Poder de Corte
General	Interruptor Magnetotérmico de 125 A	10 kA
Inversor 1	Interruptor Magnetotérmico de 63 A	10 kA
Inversor 2	Interruptor Magnetotérmico de 63 A	10 kA
Cuadro C. Continua	Fusibles de 15 A	10 kA

Con todo lo expuesto con anterioridad, queda completado el documento Cálculos Justificativos, correspondiente al presente proyecto.

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and flourishes, positioned above the printed name.

Fdo.: Diego Román Rodríguez

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea



Escuela Universitaria
de Ingeniería
Vitoria-Gasteiz

Ingeniaritzako
Unibertsitate Eskola
Vitoria-Gasteiz

PLIEGO DE CONDICIONES

Alumno/Alumna: Román, Rodríguez, Diego

Director/Directora (1): Manero Txintxetru, Idoia

Director/Directora (2): Aguirre Etxebarria, Ander

Curso: 2022-2023

Fecha: 03 Julio 2023

ÍNDICE

1.- CONDICIONES GENERALES.....	1
1.1.- OBJETO DEL PLIEGO.....	1
1.2.- ESTRUCTURA DEL PROYECTO.....	1
1.3.- APLICACIÓN DEL PLIEGO.....	1
2.- CONDICIONES MATERIALES.....	2
2.1.- CONDICIONES DE HARDWARE Y SOFTWARE.....	2
3.- CONDICIONES DE USO.....	3
3.1.- USO GENERAL DEL PROYECTO.....	3
3.2.- ALCANCE DE LAS CONCLUSIONES Y RESULTADOS.....	3
3.3.- MODIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	3
3.4.- ACCESO A LOS DATOS DEL PROYECTO EN ELABORACIÓN.....	3
3.5.- ORGANIZACIÓN DEL PROYECTO.....	3
3.6.- USO ANTICIPADO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	4
3.7.- PLAZO DE EJECUCIÓN.....	4
3.8.- ENTREGA DEFINITIVA.....	4
4.- CONDICIONES JURÍDICAS.....	5
4.1.- PROPIEDAD DEL PROYECTO.....	5
4.2.- PROPIEDAD DE LA DOCUMENTACIÓN APORTADA.....	5
4.3.- RESPONSABILIDADES LEGALES.....	5
4.4.- DISPOSICIONES LEGALES ADICIONALES.....	5

1.- CONDICIONES GENERALES.

1.1.- OBJETO DEL PLIEGO.

El pliego redactado tiene como objetivo definir las condiciones bajo las cuales se ha realizado el diseño de la infraestructura eléctrica de media y baja tensión para recarga de vehículos eléctricos e instalación fotovoltaica.

1.2.- ESTRUCTURA DEL PROYECTO.

El proyecto realizado está compuesto por:

- Memoria, en la que se ha descrito el diseño eléctrico de la instalación.
- Cálculos justificativos, donde se demuestra el correcto funcionamiento del diseño descrito.
- Anexos, en los que se adjuntan fichas técnicas de productos citados en la memoria.
- Pliego de condiciones para la realización de este proyecto.
- Presupuesto del diseño realizado.
- Planos, en los que se describen las características de la instalación.

1.3.- APLICACIÓN DEL PLIEGO.

El pliego afecta a la parte contratante y a la parte contratada.

2.- CONDICIONES MATERIALES.

2.1.- CONDICIONES DE HARDWARE Y SOFTWARE.

A continuación, se especifican los requisitos necesarios utilizados en la realización del diseño:

- Microprocesador Intel Celeron N4000.
- Microsoft Windows 11 Home incluyendo el paquete de Microsoft Office completo.
- Pendrive USD de una capacidad de 32GB.
- Monitor de 15,4 pulgadas o superior.
- Portatil HP 15s
- MODEM con acceso a Internet.
- AutoCad.
- Adobe Acrobat.

3.- CONDICIONES DE USO.

3.1.- USO GENERAL DEL PROYECTO.

El autor autoriza hacer uso de este proyecto y de sus resultados y conclusiones con la finalidad que la empresa considere oportuna.

3.2.- ALCANCE DE LAS CONCLUSIONES Y RESULTADOS.

Los resultados y conclusiones a los que se ha llegado durante la realización de este proyecto tienen como finalidad garantizar al cliente el correcto funcionamiento de la infraestructura a instalar.

3.3.- MODIFICACIÓN DEL PROYECTO.

El cliente se encuentra en plena libertad para introducir las modificaciones que sean estrictamente precisas, aunque no estén previstas.

Las modificaciones podrán afectar a cualquier parte del proyecto. Pero cuando afecten al Pliego de Condiciones se pondrán en conocimiento del autor.

3.4.- ACCESO A LOS DATOS DEL PROYECTO EN ELABORACIÓN.

El cliente se reservará el derecho de conocer a todos los desarrollos provisionales del diseño sin que pueda repercutir en gasto alguno.

3.5.- ORGANIZACIÓN DEL PROYECTO.

El autor tendrá conocimiento completo de la estructura, importancia y aplicabilidad de la instalación y de las condiciones que puedan afectar al mismo.

En caso de desavenencia en esta determinación serán vinculantes las especificaciones previas incorporadas al Pliego de Condiciones.

Si por conveniencia del autor, este deseara disponer de otros medios distintos a los fijados y reseñados en el contrato, estos deberán ser sometidos a la conformidad del cliente

3.6.- USO ANTICIPADO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

El autor cede el derecho de hacer uso de las partes terminadas del proyecto previas a la finalización del mismo, bien por necesidad de servicio o por la realización de otros trabajos que no forman parte de este contrato.

3.7.- PLAZO DE EJECUCIÓN.

El plazo de ejecución para la realización del diseño de la instalación eléctrica consta de una duración de un mes.

3.8.- ENTREGA DEFINITIVA.

Una vez terminado el presente proyecto, se hará entrega del mismo al cliente.

4.- CONDICIONES JURÍDICAS.

4.1.- PROPIEDAD DEL PROYECTO.

El presente proyecto y todos los estudios incluidos en él, son propiedad intelectual del abajo firmante, no pudiendo ser reproducidos sin la autorización del mismo.

4.2.- PROPIEDAD DE LA DOCUMENTACIÓN APORTADA.

Los datos y la documentación aportada para la realización de este proyecto son propiedad del cliente, y dicha información no podrá ser utilizada sin la autorización para otros fines diferentes para los que se ha facilitado.

En caso de uso de los datos o documentación por terceras personas, serán estas las responsables de las acciones legales que contra ellas se puedan emprender.

4.3.- RESPONSABILIDADES LEGALES.

Al solicitar la realización de este proyecto, el cliente garantiza al realizador del proyecto, contra toda clase de reivindicaciones en lo que se refiere a información que proceda de titulares patentes, licencias de planos, modelos, marca de fábrica o comercio.

En caso de que fuese necesario, corresponde al cliente la obtención de las licencias o autoridades precisas y soportar la carga de los derechos e indemnizaciones correspondientes.

4.4.- DISPOSICIONES LEGALES ADICIONALES.

Tanto el cliente como el autor del proyecto se comprometen a cumplir las condiciones establecidas en el Pliego de Condiciones, resolviendo por medio de acuerdos y negociaciones las posibles diferencias que puedan surgir entre ellos.

En el caso de que cualquier posible discrepancia entre ellos no pudiera ser resuelta con éxito de la forma anteriormente indicada, ambas partes se comprometen a someter tales discrepancias a arbitraje, formalizando de acuerdo con la vigente ley del Derecho Privado.

Con todo lo expuesto con anterioridad, queda completado el documento Pliego de Condiciones, correspondiente al presente proyecto.



Fdo.: Diego Román Rodríguez

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea



Escuela Universitaria
de Ingeniería
Vitoria-Gasteiz

Ingeniaritzako
Unibertsitate Eskola
Vitoria-Gasteiz

PRESUPUESTO

Alumno/Alumna: Román, Rodríguez, Diego

Director/Directora (1): Manero Txintxetru, Idoia

Director/Directora (2): Aguirre Etxebarria, Ander

Curso: 2022-2023

Fecha: 03 Julio 2023

ÍNDICE

1.- AMORTIZACIÓN.....	1
1.1.- AMORTIZACIÓN DEL HARDWARE.....	1
1.2.- AMORTIZACIÓN DEL SOFTWARE.....	2
2.- PRECIOS SIMPLES.....	3
2.1.- COMPONENTES INFORMÁTICOS.....	3
2.2.- MANO DE OBRA.....	3
2.3.- CONEXIÓN A INTERNET.....	3
3.- PRECIOS DESCOMPUESTOS.....	4
3.1.- BUSQUEDA Y DESARROLLO DE LA INFORMACIÓN.....	4
4.- PRECIOS COMPUESTOS.....	5
5.- PRECIOS DE EJECUCIÓN MATERIAL.....	6
6.- PRESUPUESTO FINAL.....	7

1.- AMORTIZACIÓN.

La realización del presupuesto de un proyecto en el que se utilizan distintos materiales, hardware y software, conlleva la realización de un estudio de amortización.

Es por ello que, a la hora de calcular el presupuesto, habrá que tener en cuenta el concepto de amortización, es decir, la recuperación de los fondos invertidos en la realización del proyecto.

De acuerdo con el ministerio de economía y hacienda, el plazo aconsejable actualmente para la amortización de los equipos informáticos oscila entre los cuatro y los ocho años como máximo, debido al rápido avance de la tecnología en estos dispositivos. En la realización de este estudio se ha estimado un plazo de cinco años, valor comprendido entre los aconsejados.

El número total de horas laborables diarias es de 8 horas durante los 224 días laborables del año, lo que suma un total de 1.792 horas al año. En cuatro años resultan un total de 7.168 horas. Para calcular el porcentaje de amortización para cada dispositivo nos basaremos en el número de horas que se ha empleado el mismo durante la realización del proyecto. La fórmula que usaremos será la siguiente:

$$\text{Amortización (\%)} = \frac{\text{N}^{\circ} \text{ horas de uso}}{7.168 \text{ horas}} \cdot 100$$

Basándonos en esta fórmula, se ha procedido a calcular la amortización para cada dispositivo informático.

Se consideran 20 días para la realización de este proyecto, con un total de 160 horas.

1.1.- AMORTIZACIÓN DEL HARDWARE.

Empleando la fórmula y las horas de utilización citadas anteriormente, obtenemos la siguiente amortización:

$$\text{Amortización (\%)} = \frac{\text{N}^{\circ} \text{ horas}}{7.168 \text{ horas}} \cdot 100$$

Equipo	Nº horas de amortización	% de amortización
Portátil HP 15.6"	160	2,23
Monitor Samsung 27"	160	2,23
Modem Wifi	100	1,40
Ratón	160	2,23
Pendrivel 32 GB	160	2,23

1.2.- AMORTIZACIÓN DEL SOFTWARE.

Siguiendo el mismo procedimiento que en el apartado anterior:

Equipo	Nº horas de amortización	% de amortización
Microsoft Office Windows 11 Home	190	2,23
Google Chrome	90	1,25
Adobe Acrobat	20	0,28
AutoCad	100	1,40

El navegador de internet empleado se trata de Google Chrome, un navegador totalmente gratuito.

En cuanto al precio por hora de conexión, la tarifa contratada con la compañía Euskaltel tiene una cuota mensual de 33 €, siendo la cuota de alta y el modem gratis.

El horario laboral de la empresa es de 8 horas diarias durante 22 días al mes, sumando un total de 176 horas mensuales de conexión disponible a internet. La empresa dispone de la misma conexión para cuatro puestos de trabajo, luego el total el total de horas trabajables con conexión a internet desde la tarifa explicada es de $176 \cdot 4 = 704$ horas. Por lo tanto, el precio por hora para la conexión a internet es de $33/704 = 0,0469$ €/hora.

2.- PRECIOS SIMPLES.

2.1.- COMPONENTES INFORMÁTICOS.

Código	Denominación	Precio Unitario
CI001	Office Windows Home 11	127,99 €
CI002	Adobe Acrobat	348,33 €
CI003	Portátil HP	679,15 €
CI004	Monitor Samsung 27"	177,01 €
CI005	Ratón	23,99 €
CI006	Pendrivel 32 GB	15,89 €
CI007	AutoCad	625,90 €

2.2.- MANO DE OBRA.

Código	Denominación	Precio Unitario
MO001	Ingeniero Técnico	24 €/hora

2.3.- CONEXIÓN A INTERNET.

Código	Denominación	Precio Unitario
CX001	Internet	0,0469 €/hora

3.- PRECIOS DESCOMPUESTOS.

3.1.- BUSQUEDA Y DESARROLLO DE LA INFORMACIÓN.

Código	Denominación	Amortización	Nº Unidades	Precio Unitario	Importe
CI001	Windows Home 11	2,23 %	1u	127,99 €	2,85 €
CI002	Adobe Acrobat	0,28 %	1u	348,33 €	0,97 €
CI003	Portátil HP	2,23 %	1u	679,15 €	15,14 €
CI004	Monitor Samsung 27"	2,23 %	1u	177,01 €	3,95 €
CI005	Ratón	2,23 %	1u	23,99 €	0,53 €
CI006	Pendrive 32 GB	2,23 %	1u	15,89 €	0,35 €
CI007	AutoCad	1,40 %	1u	625,90 €	8,76 €
CX001	Internet		100h	0,0469 €	4,69 €
MO001	Ingeniero Técnico		160h	24 €/h	3.840 €
%0000	Costes indirectos		0,01		38,78€

4.- PRECIOS COMPUESTOS

Código	Denominación	Nº Unidades	Precio Unitario	Importe
BDI001	Búsqueda y desarrollo	1u	3.916,02 €	3.916,02 €

5.- PRECIOS DE EJECUCIÓN MATERIAL.

Capítulo búsqueda y desarrollo de la información	3.916,02 €
PEM	3.916,02 €

6.- PRESUPUESTO FINAL.

PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL	3.916,02 €
GASTOS GENERALES (13%)	509,08€
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	234,96€
PRECIO DE EJECUCION FINAL POR CONTRATO	4.660,06€
IVA (21%)	978,61€
PRECIO GLOBAL CONTRACTUAL	5.638,67€

El presupuesto final del presente proyecto asciende a la cantidad de cinco mil seiscientos treinta y ocho euros con sesenta y siete euros.

Estimando que los datos que aparecen en el presente presupuesto son suficientes, se procede a someter el proyecto a su aprobación por los organismos oficiales correspondientes.

A handwritten signature in blue ink, consisting of several fluid, overlapping loops and strokes, positioned above the name of the signatory.

Fdo.: Diego Román Rodríguez

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea



Escuela Universitaria
de Ingeniería
Vitoria-Gasteiz

Ingeniaritzako
Unibertsitate Eskola
Vitoria-Gasteiz

PLANOS

Alumno/Alumna: Román, Rodríguez, Diego

Director/Directora (1): Manero Txintxetru, Idoia

Director/Directora (2): Aguirre Etxebarria, Ander

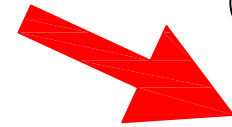
Curso: 2022-2023

Fecha: 03 Julio 2023

ÍNDICE

- 1.- EMPLAZAMIENTO
- 2.- ESQUEMA GENERAL
- 3.-INSTALACIÓN ACTUAL
- 4.-CENTRO DE SECCIONAMIENTO
- 5.-CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
- 6.-PLANTA GENERAL INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN
- 7.-INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN MARQUESINA
- 8.-INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN MARQUESINA
- 9.-SISTEMA DE TIERRAS DE MEDIA TENSIÓN
- 10.-ESQUEMA UNIFILAR GENERAL
- 11.-ESQUEMA UNIFILAR FOTOVOLTAICA
- 12.-ESQUEMA UNIFILAR CUADRO DE BAJA TENSIÓN
- 13.-ESQUEMA UNIFILAR FOTOVOLTAICA Y RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

**ENTRADA AL
APARCAMIENTO**



**EDIFICIO DE LA
EMPRESA**

MARQUESINA

**APARCAMIENTO DE LA
EMPRESA (197 PLAZAS)**

DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	Nº PLANO: 1
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	
ESCALA(S): 1/500 ORIGINALES-A3	PLANO: EMPLAZAMIENTO	

C. SECCIONAMIENTO

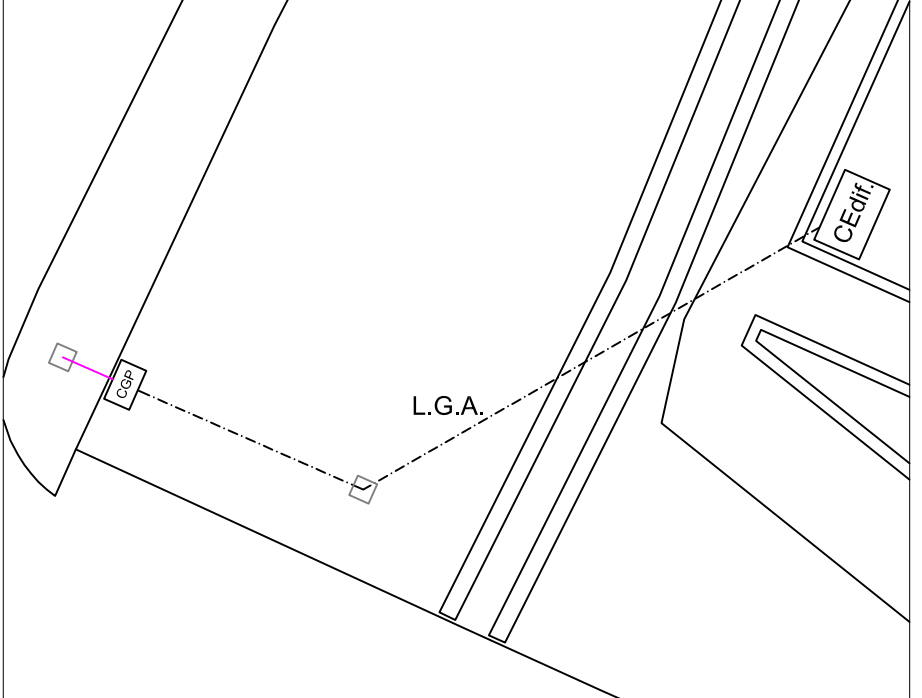
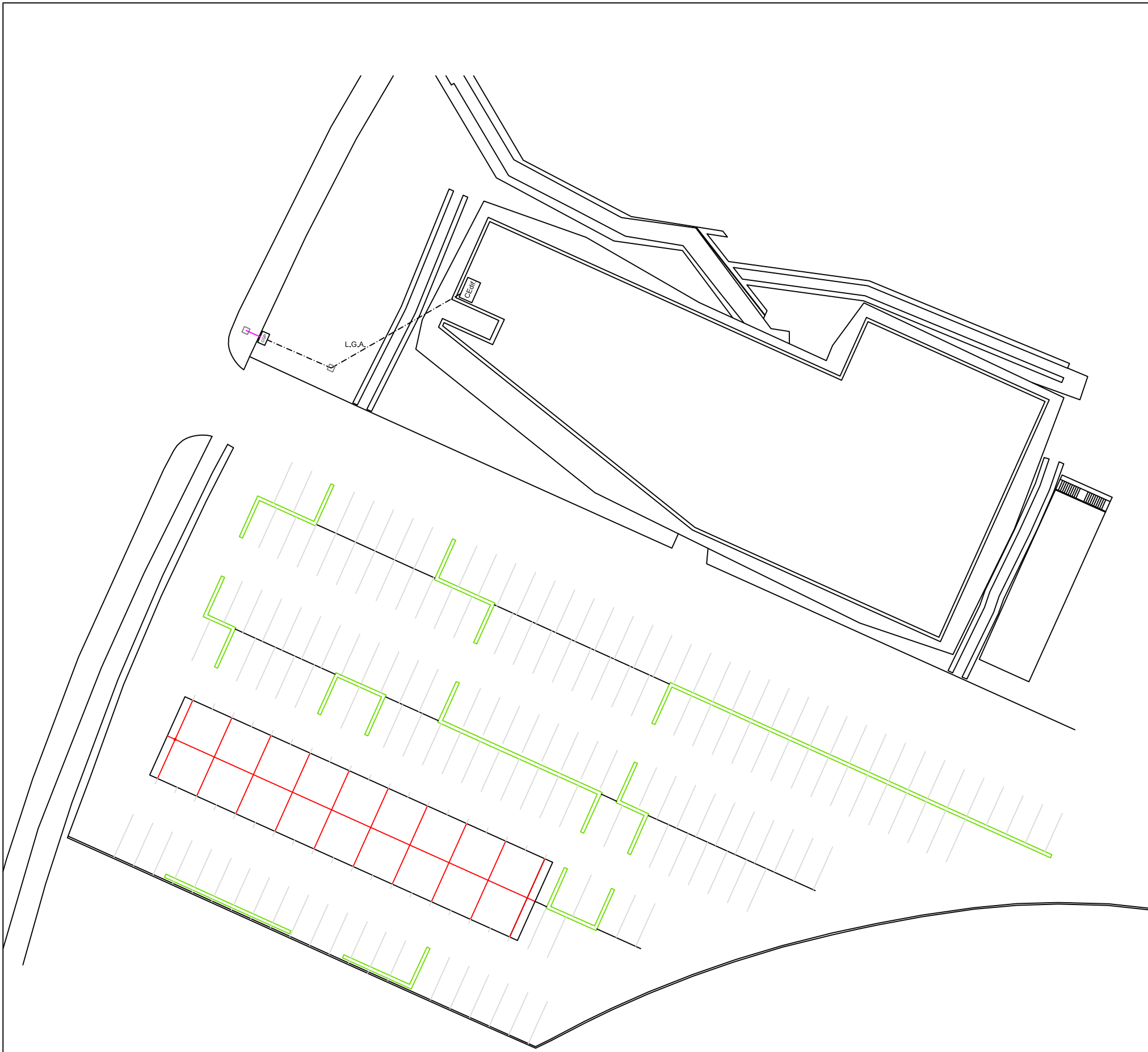
C. EDIFICIO

C. TRANSFORMACIÓN

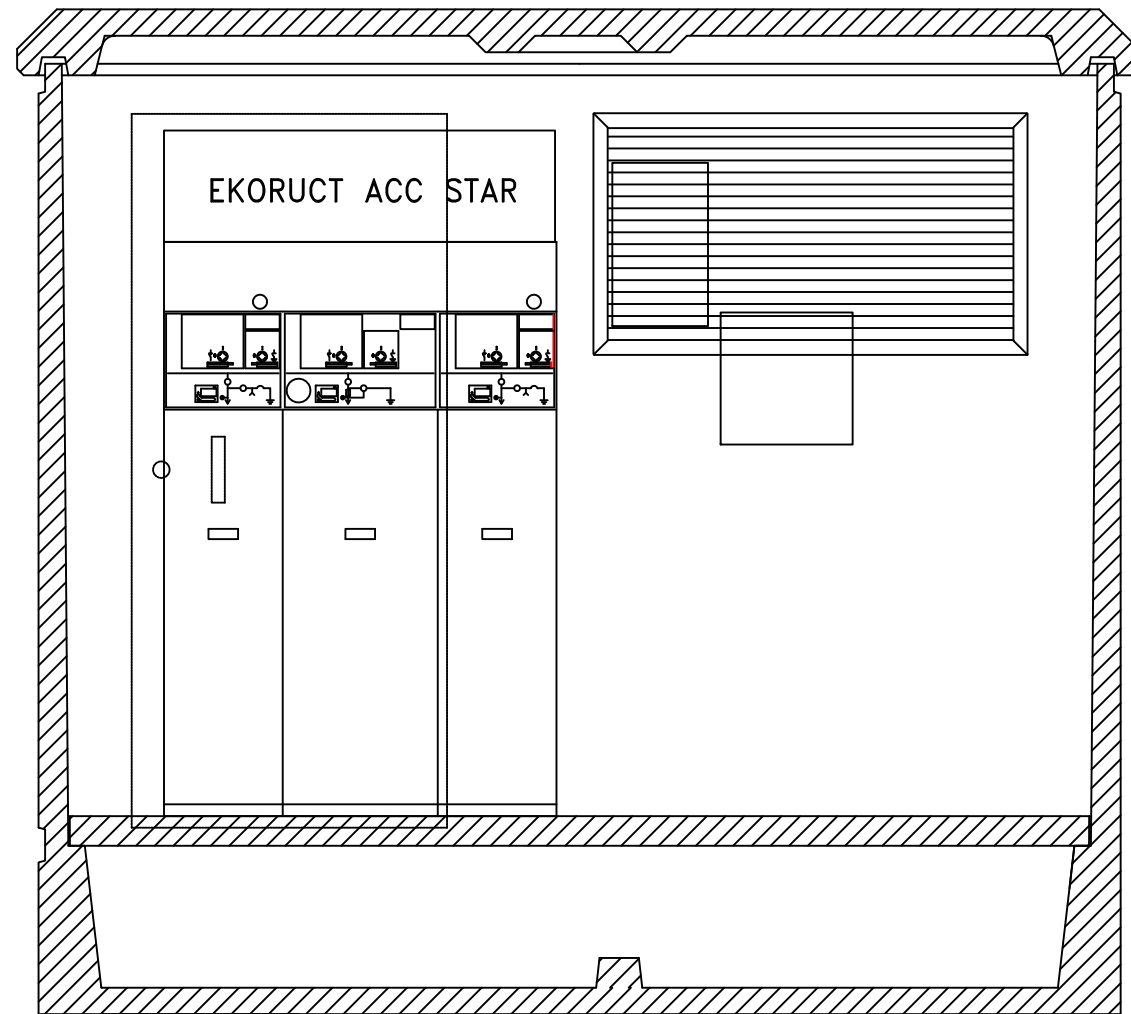
**C. CORRIENTE ALTERNA
C. RECARGA DE V.E.**

**PANELES FOTOVOLTAICOS (SOBRE MARQUESINA)
CARGADORES (BAJO MARQUESINA)**

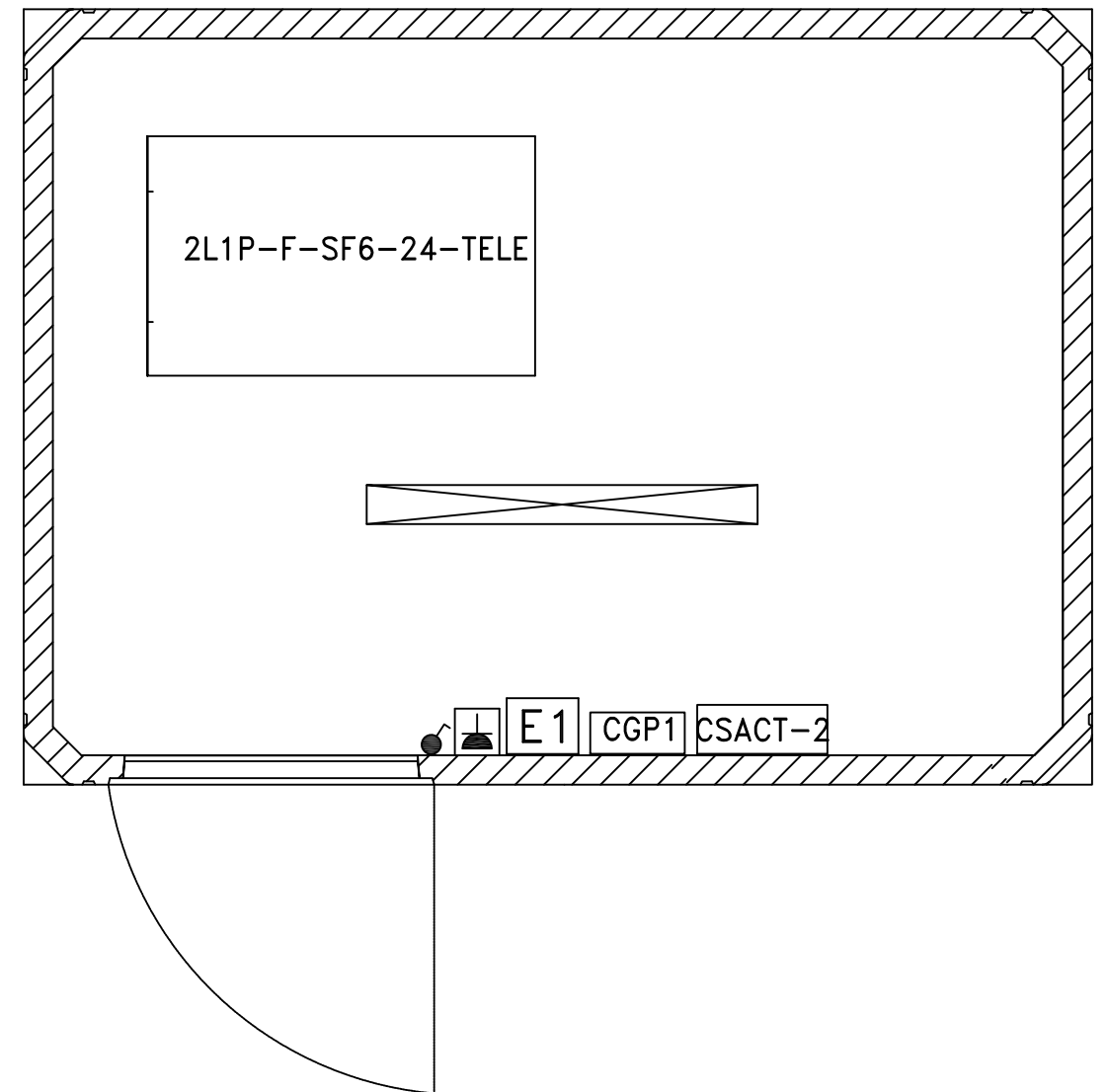
DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	Nº PLANO: 2
ESCALA(S): 1/500 ORIGINALES-A3	PLANO: ESQUEMA GENERAL	



DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	Nº PLANO: 3
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	
ESCALA(S): 1/500 1/250 ORIGINALES-A3	PLANO: INSTALACIÓN ACTUAL	

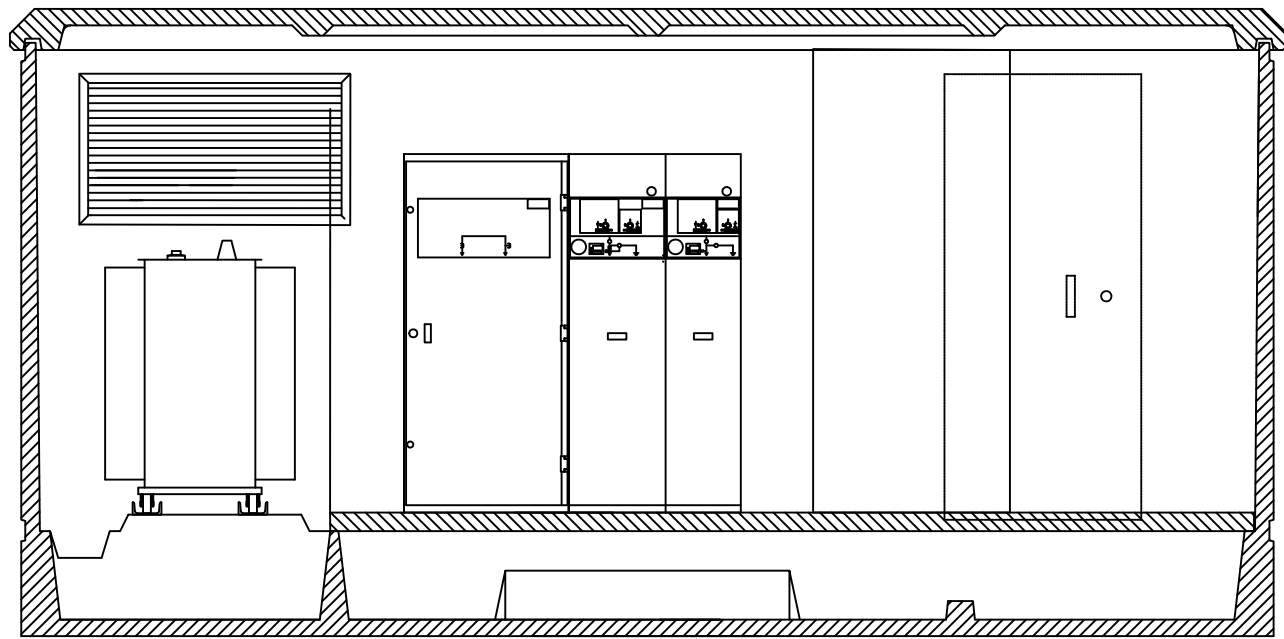


ALZADO

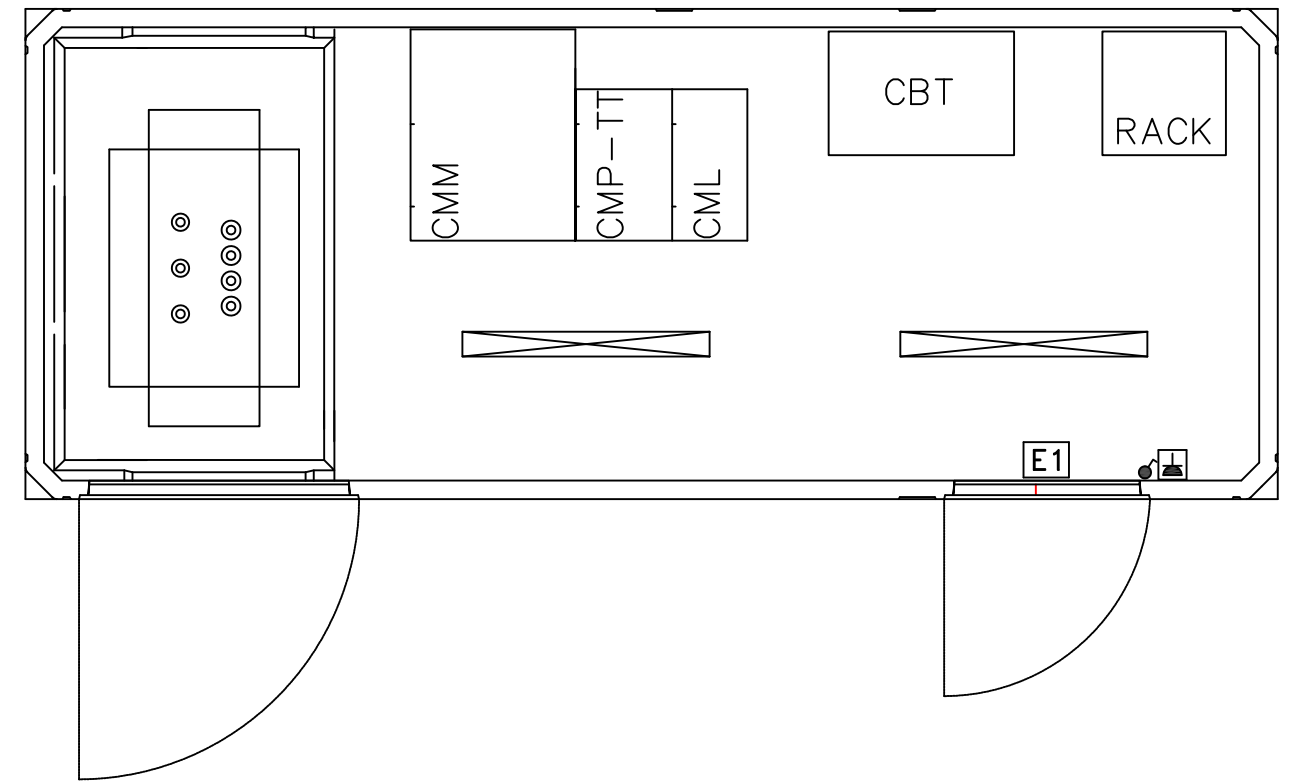


PLANTA

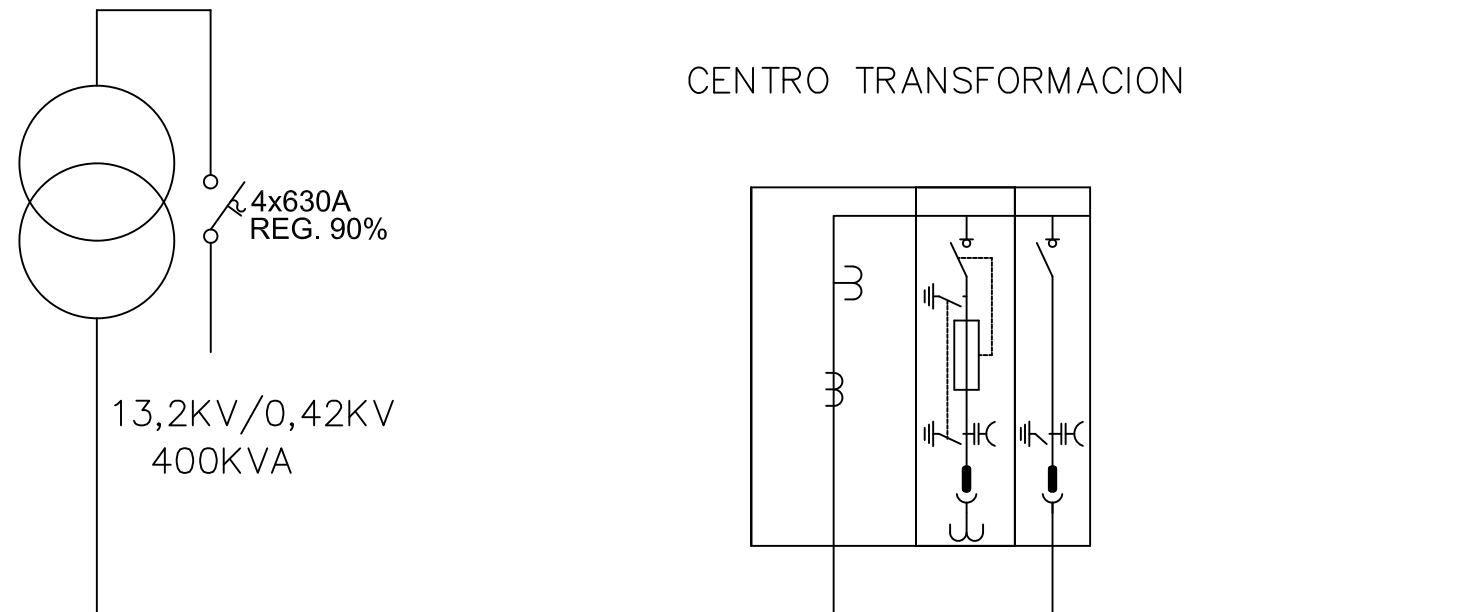
DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	Nº PLANO: 4
ESCALA(S): S/E <small>ORIGINALES-A3</small>	PLANO: CENTRO DE SECCIONAMIENTO	



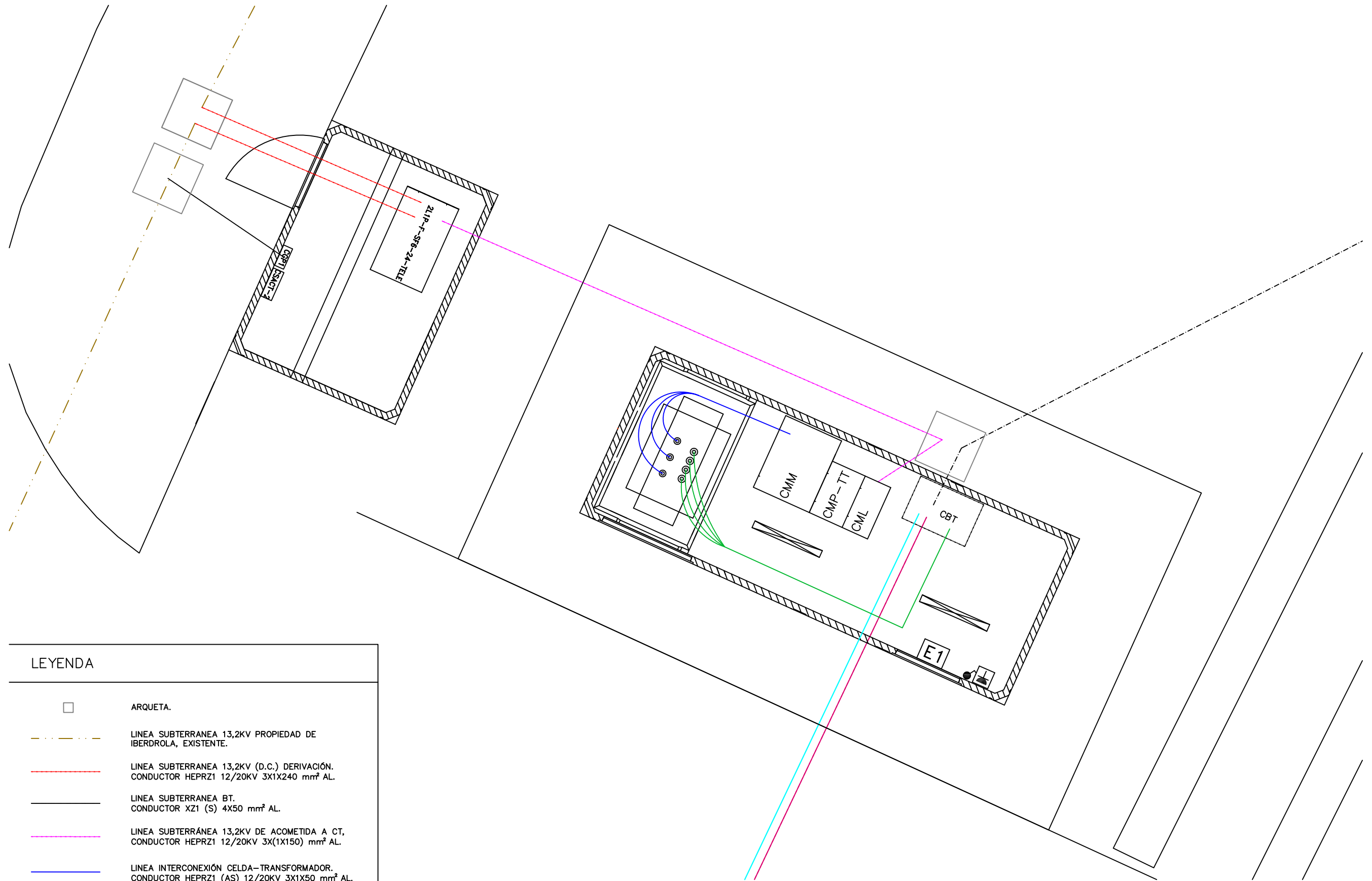
ALZADO



PLANTA



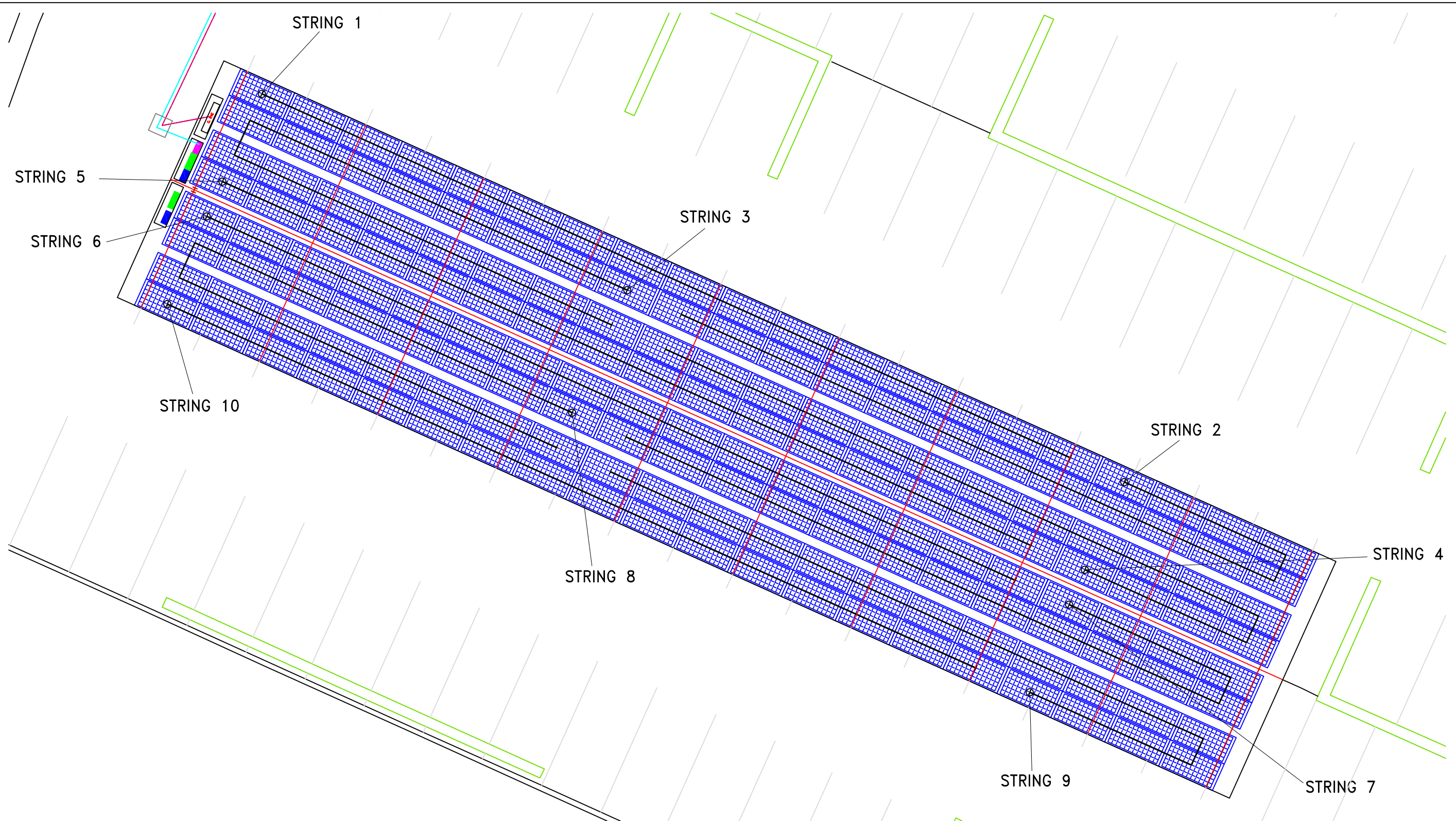
DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	Nº PLANO: 5
ESCALA(S): S/E <small>ORIGINALES-A3</small>	PLANO: CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	



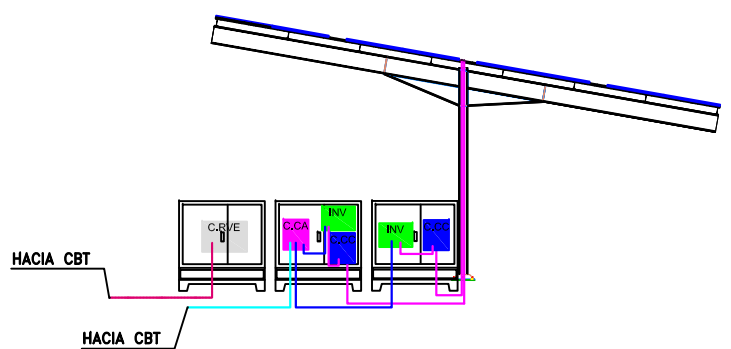
LEYENDA

- ARQUETA.
- LINEA SUBTERRÁNEA 13,2KV PROPIEDAD DE IBERDROLA, EXISTENTE.
- LINEA SUBTERRÁNEA 13,2KV (D.C.) DERIVACIÓN. CONDUCTOR HEPRZ1 12/20KV 3X1X240 mm² AL.
- LINEA SUBTERRÁNEA BT. CONDUCTOR XZ1 (S) 4X50 mm² AL.
- LINEA SUBTERRÁNEA 13,2KV DE ACOMETIDA A CT, CONDUCTOR HEPRZ1 12/20KV 3X(1X150) mm² AL.
- LINEA INTERCONEXIÓN CELDA-TRANSFORMADOR. CONDUCTOR HEPRZ1 (AS) 12/20KV 3X1X50 mm² AL.
- LINEA INTERCONEXIÓN TRANSFORMADOR-CUADRO BT. CONDUCTOR RZ1-K(AS) 06/1KV 3X(2X120) + 2X120 mm² CU.
- LINEA INTERCONEXIÓN CUADRO B.T.-CUADRO EDIFICIO. CONDUCTOR RV-K 0.6/1KV 3X(1X95) + 1x95 mm² AL.
- LINEA INTERCONEXIÓN CUADRO B.T.-CUADRO C.ALTERNA. CONDUCTOR RV-K 0.6/1KV 3X(1X50) + 1x50 mm² CU.
- LINEA INTERCONEXIÓN CUADRO B.T.-CUADRO R.V.E.. CONDUCTOR RV-K 0.6/1KV 3X1X150 + 1x150 mm² CU.

DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	Nº PLANO: 6
ESCALA(S): 1/50 ORIGINALES-A3	PLANO: PLANTA GENERAL INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN	

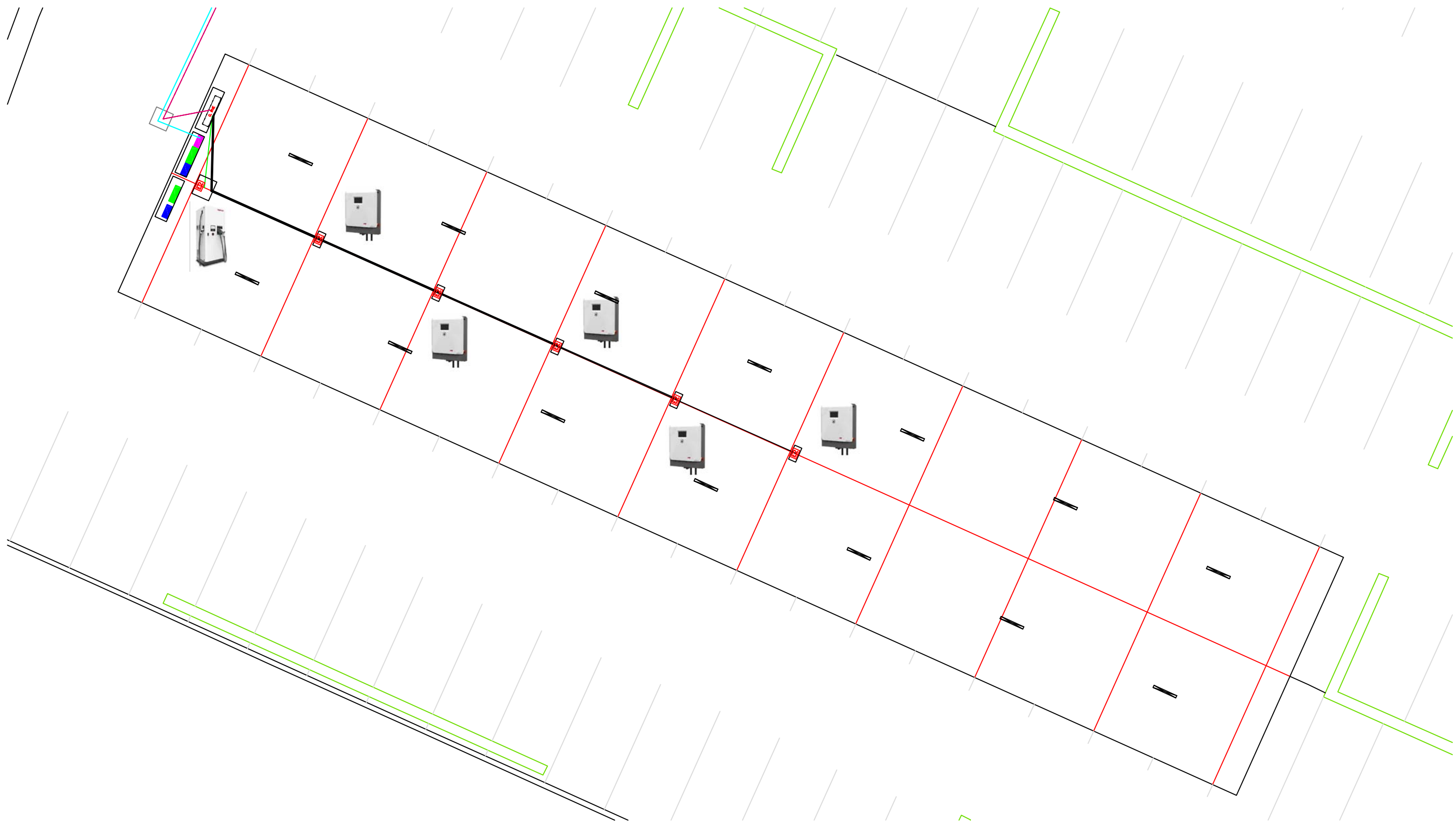


VISTA PERFIL MARQUESINA

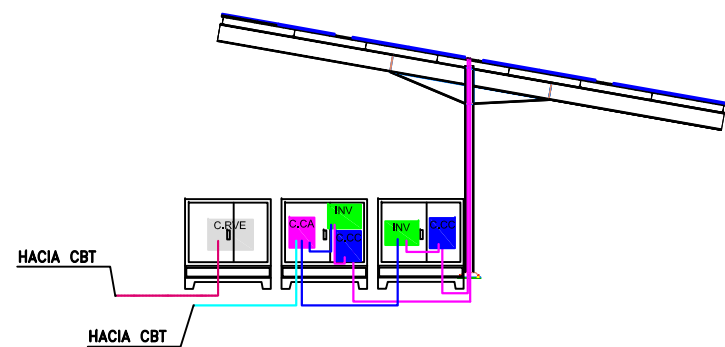


LEYENDA	
	PLACA SOLAR 550Wp
	CUADRO CORRIENTE CONTINUA
	INVERSOR 40 kW
	CUADRO CORRIENTE ALTERNA
	CABLE SOLAR H12222-K 6mm ²
	LINEA DESDE INVERSOR A CUADRO CA RZ1-K(AS) 0,6/1KV 4x16+TTmm ²
	LINEA INTERCONEXIÓN CON CUADRO B.T.







DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	Nº PLANO: 7
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	
ESCALA(S): 1/150 ORIGINALES-A3	PLANO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN MARQUESINA	



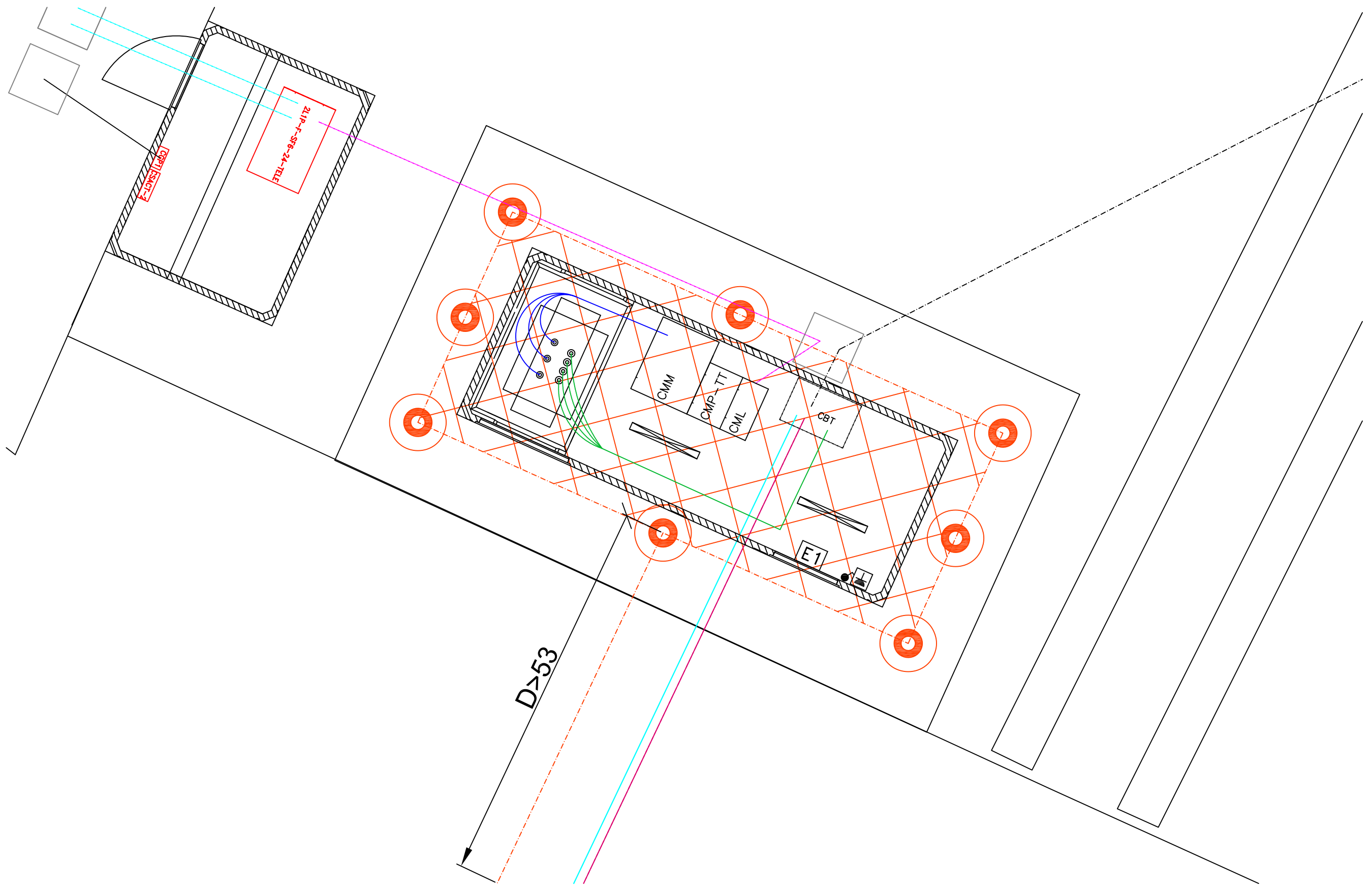
VISTA PERFIL MARQUESINA



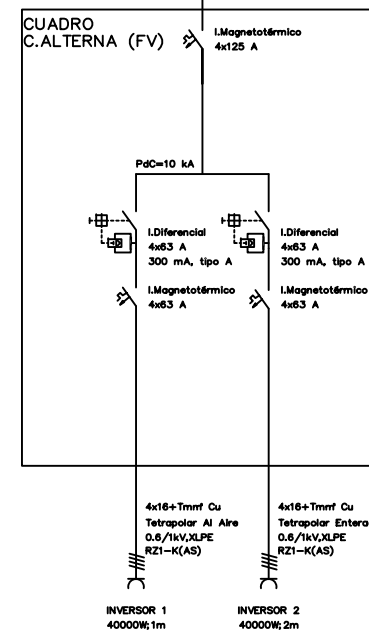
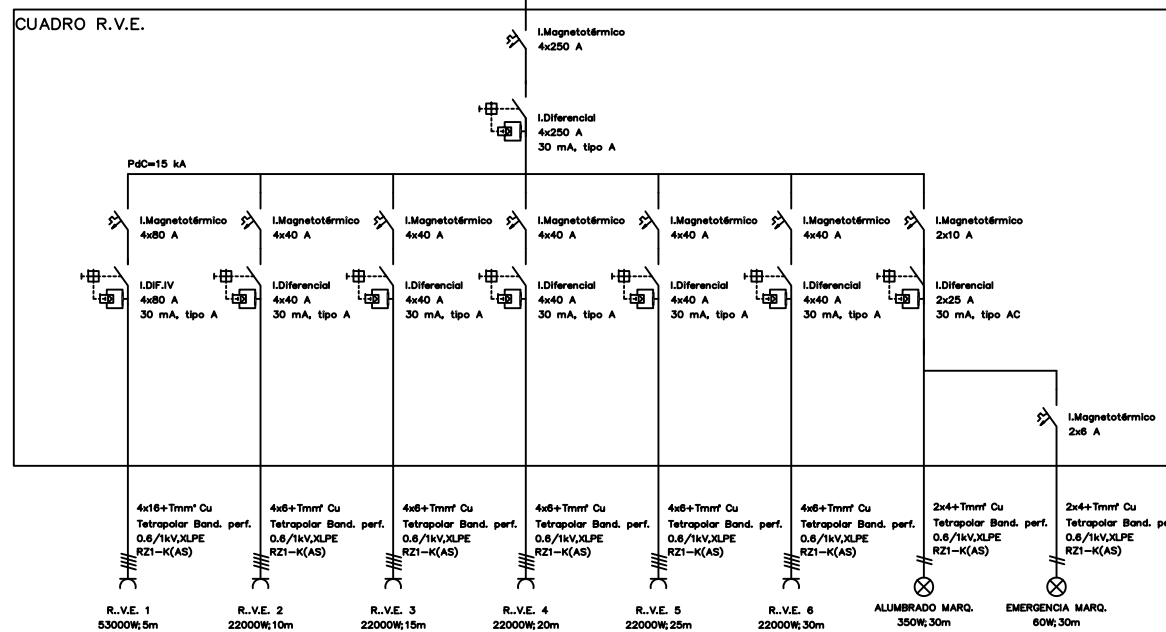
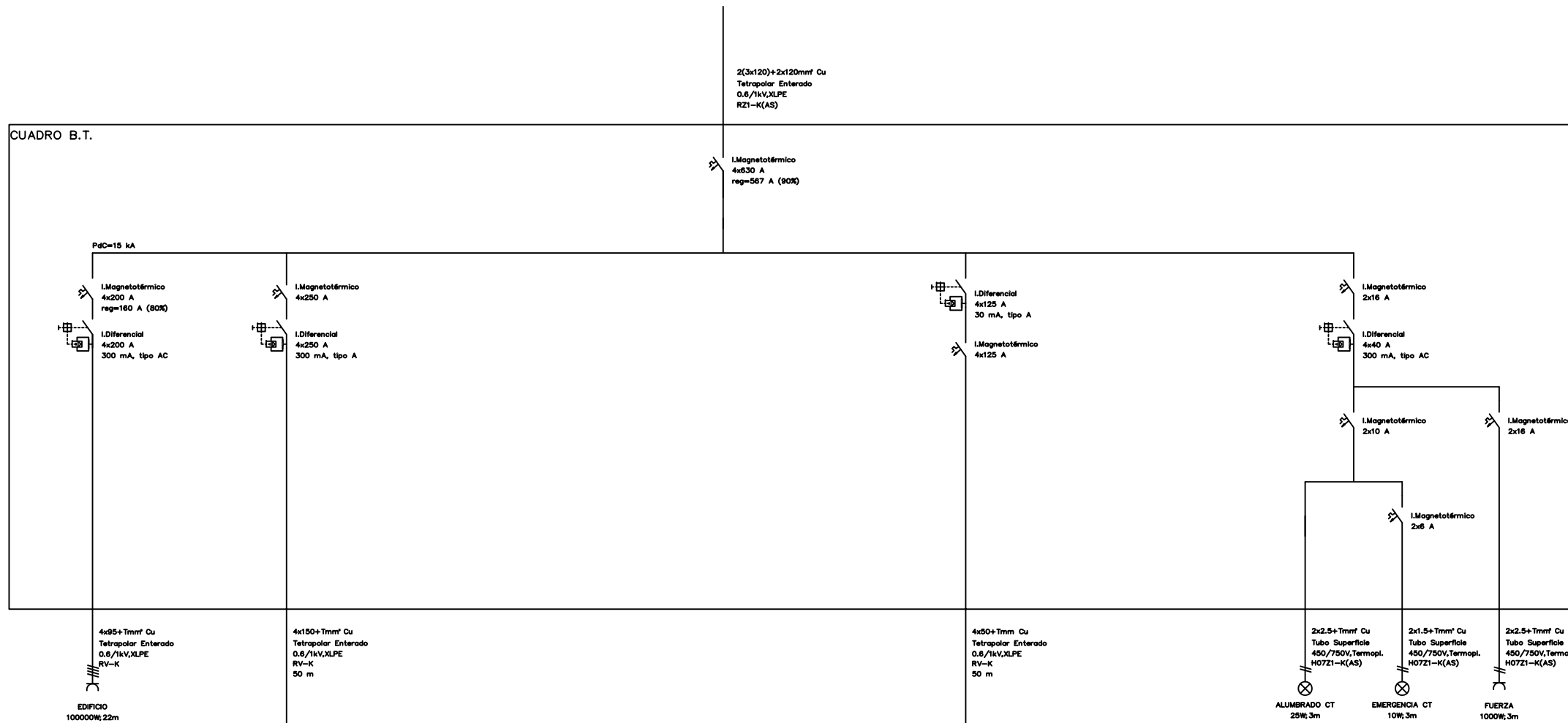
LEYENDA

-  CARGADOR TERRA DC Wallbox-24 22kW
-  CARGADOR INGEREV RAPID 50 DUO 53kW
-  CONDUCTOR RZ1K-(AS) 0.6/1kV 4x(1X16) + Tmm² Cu.
-  CONDUCTOR RZ1K-(AS) 0.6/1kV 4x(1X6) + Tmm² Cu.
-  LUMINARIA DE EMERGENCIA
-  LUMINARIA NORMAL

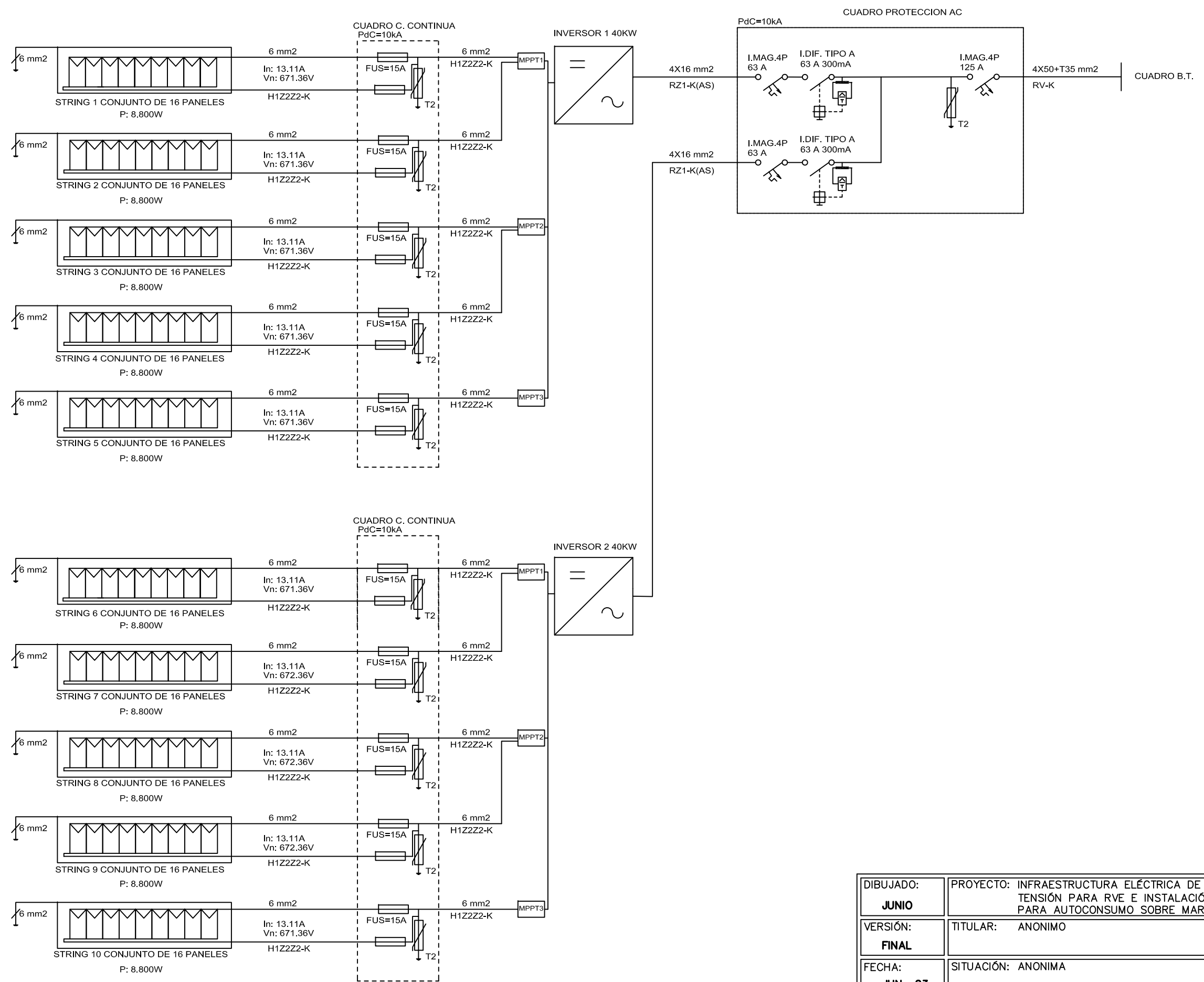
DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	Nº PLANO: 8
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	
ESCALA(S): 1/150 ORIGINALES-A3	PLANO: INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN MARQUESINA	



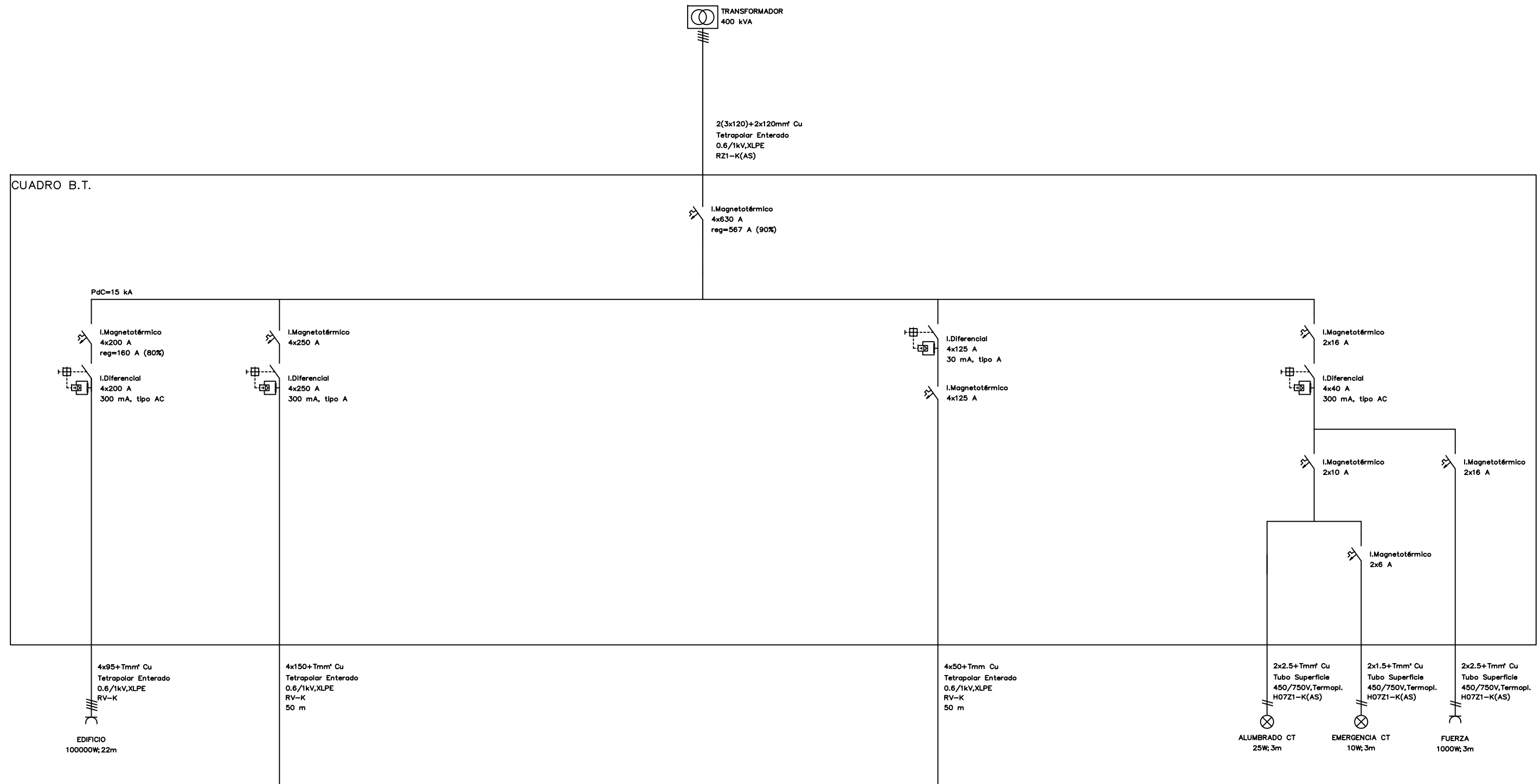
DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	Nº PLANO: 9
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	
ESCALA(S): 1/50 ORIGINALES-A3	PLANO: SISTEMAS DE TIERRAS DE MEDIA TENSIÓN	



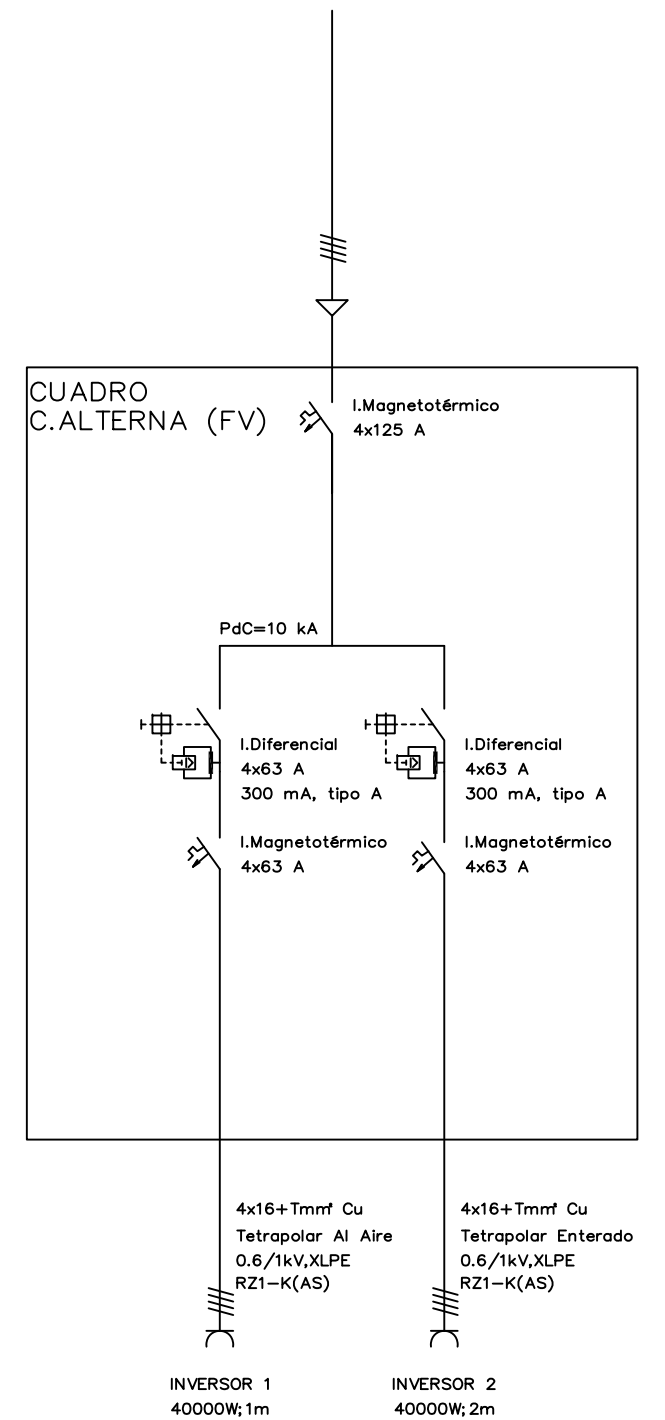
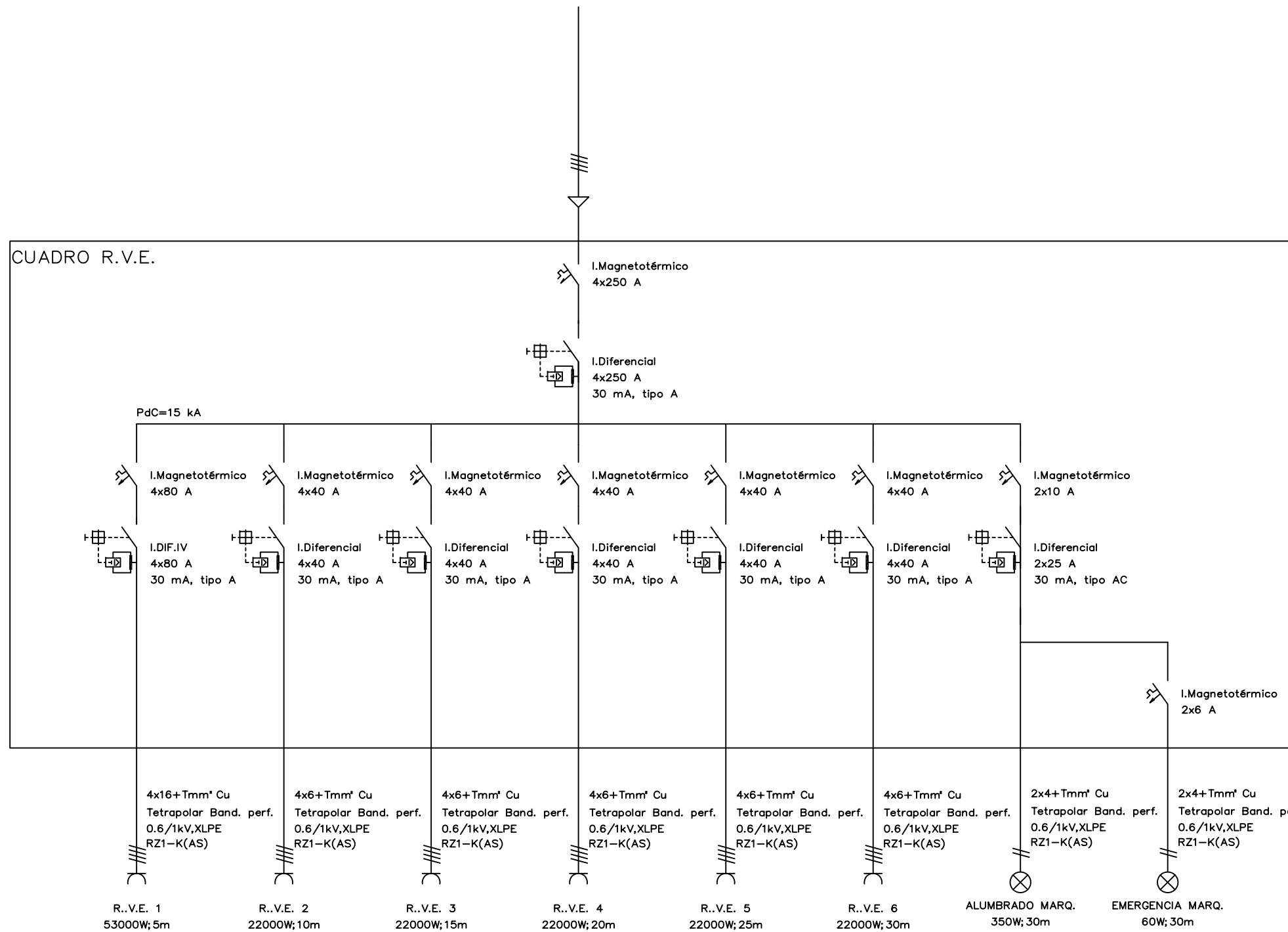
DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	Nº PLANO: 10
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	
ESCALA(S): S/E ORIGINALES-A3	PLANO: ESQUEMA UNIFILAR GENERAL	



DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	N°EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	N° PLANO: 11
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	
ESCALA(S): S/E ORIGINALES-A3	PLANO: ESQUEMA UNIFILAR FOTOVOLTAICA	



DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	Nº PLANO: 12
ESCALA(S): S/E ORIGINALES-A3	PLANO: ESQUEMA UNIFILAR CUADRO DE BAJA TENSIÓN	



DIBUJADO: JUNIO	PROYECTO: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA RVE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO SOBRE MARQUESINA	Nº EXPED.: -
VERSIÓN: FINAL	TITULAR: ANONIMO	
FECHA: JUN.-23	SITUACIÓN: ANONIMA	Nº PLANO: 13
ESCALA(S): S/E ORIGINALS-A3	PLANO: ESQUEMA UNIFILAR FOTOVOLTAICA Y RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	

DIAGRAMA DE GANTT

Alumno/Alumna: Román, Rodríguez, Diego

Director/Directora (1): Manero Txintxetru, Idoia

Director/Directora (2): Aguirre Etxebarria, Ander

Curso: 2022-2023

Fecha: 03 Julio 2023

INFRAESTRUCTURA ELECTRICA DE MT Y BT PARA RECARGA DE VE E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO

Diego Román Rodríguez

Fecha de inicio:	05/06/2023		03/06/2023
-------------------------	------------	--	------------

Descripción	Fecha de inicio	Fecha de fin	Días	Junio																								Julio				
				Semana 24					Semana 25					Semana 26					Semana 27					Semana 28								
				5	6	7	8	9	12	13	14	15	16	19	20	21	22	23	26	27	28	29	30	3	4	5	6	7				
<u>Necesidades y planteamiento</u>	05/06/2023	06/06/2023	2																													
Recopilación de información	05/06/2023	05/06/2023	1																													
Planteamiento inicial	05/06/2023	06/06/2023	2																													
<u>Organización</u>	05/06/2023	07/06/2023	1																													
Clasificación de información	07/06/2023	07/06/2023	1																													
Asignación de tareas y tiempos	07/06/2023	07/06/2023	1																													
<u>Realización de planos en Autocad</u>	07/06/2023	09/06/2023	3																													
<u>Cálculos</u>	12/06/2023	15/06/2023	4																													
<u>Redacción</u>	16/06/2023	30/06/2023	11																													
Memoria	16/06/2023	22/06/2023	5																													
Cálculos	22/06/2023	27/06/2023	4																													
Pliego de condiciones	28/06/2023	28/06/2023	1																													
Presupuesto	29/06/2023	29/06/2023	1																													
Imágenes y esquemas	29/06/2023	30/06/2023	2																													
<u>Revisión y correcciones</u>	30/06/2023	30/07/2023	1																													
<u>Entrega</u>	03/07/2023	03/07/2023	1																													



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea



Escuela Universitaria
de Ingeniería
Vitoria-Gasteiz

Ingeniaritzako
Unibertsitate Eskola
Vitoria-Gasteiz

ANEXO I

Alumno/Alumna: Román, Rodríguez, Diego

Director/Directora (1): Manero Txintxetru, Idoia

Director/Directora (2): Aguirre Etxebarria, Ander

Curso: 2022-2023

Fecha: 03 Julio 2023



CARGADORES ABB TERRA DC 24 Wallbox – Carga en continua de hasta 22kW

El cargador Terra DC wallbox es un cargador en corriente continua que puede colocarse en la pared como en pedestal. La potencia en las que puede desarrollar su actividad va hasta los 22.5 kW en continua. El estándar de carga puede ser CCS2 o CHAdeMO. La red de suministro de potencia es trifásica a 400V. Su conectividad se puede hacer mediante conexión móvil 3G/4G, puertos RJ45 y Ethernet.



Página 231 de 382

Modelos básicos

Nombre	KW DC		Salida 1	Salida 2	EMC	Temp. amb.	Altura instal.	Cable	Int. Salida	Voltaje Salida	
	Pico	Cont								CCS2	CHAdeMO
TWB24-CJ-3.5	24	22.5	CCS-2	CHAdeMO	Clase B	-35/50°C	2000m	3.5 m	60 A	150-920	150-500
TWB24-C-3.5	24	22.5	CCS-2	-	Clase B	-35/50°C	2000m	3.5 m	60 A	150-920	-
TWB24-C-7	24	22.5	CCS-2	-	Clase B	-35/50°C	2000m	7 m	60 A	150-920	-
TWB24-CJ-7	24	22.5	CCS-2	CHAdeMO	Clase B	-35/50°C	2000m	7 m	60 A	150-920	150-500

EMC Clase B

Todos los equipos de la gama Terra DC Wallbox vienen con la calificación EMC Clase B, obligatoria para instalar los equipos en entorno residencial. (EMC A = uso Industrial, EMC B = uso residencial)

Soporte Conector opcional (IP54)

Todos los equipos de la gama Terra DC Wallbox tienen IP54, sin embargo, para lograr que el sistema completo (equipo + sujeción) cumpla IP54, deben incluirse los Soportes Opcionales o el instalador deberá asegurar su cumplimiento. Los soportes metálicos que vienen de serie están pensados para uso interior.

Soporte para mangueras de serie para interior.	Soporte para mangueras opcional - IP54.
Conector soporte indoor – Incluido de serie (1 x cable)	Conector soporte opcional –Versión CCS y CHAdeMO
	Referencia CCS
	Referencia CHAdeMO
	TWB-Sop-CCS2
	TWB-Sop-CHAdeMO

Características principales Terra Wallbox 24 KW DC

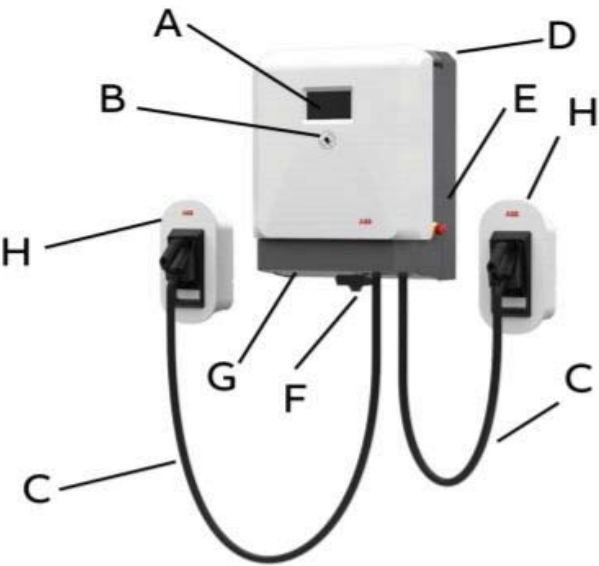
- Cargador de Corriente Continua de 22 KW DC. CCS2 y/o CHAdeMO
- Diseño compacto para instalación tanto en pared como en pedestal
- Compatible con baterías de hasta 920 VDC, garantizando el funcionamiento con actual y futuro.
- Conexión con la plataforma ABB Ability a través del Servicio Charger Connect
- calificación EMC Clase B, obligatoria para instalar los equipos en entorno residencial. (EMC A = uso Industrial, EMC B = uso residencial)
- Permite Smart Charging via OCPP para balanceo de cargas.





- Modem 4G, Ethernet, GSM incorporado de Serie
- Pantalla táctil a color de 7"
- .Sistemas de sujeción de mangueras que garantizan la IP.
- Integración perfecta con soluciones de baja tensión adicionales de ABB
- Garantía de futuro, certificaciones independientes de las normativas más exigentes en seguridad.
- **Configuración y asistencia remota. Autenticación** con múltiples opciones.
- **Actualizaciones remotas de software**, lo que garantiza un rendimiento óptimo al tiempo que se minimiza la necesidad de intervención en las instalaciones. Se integra perfectamente en edificios y operaciones existentes y zonas públicas.
- La funcionalidad de **software avanzada** permite que el cargador de pared se adapte a las **necesidades cambiantes del usuario con el tiempo, lo que aporta duración y flexibilidad,**
- La **protección por limitación de corriente** permite una potencia de carga máxima sin molestos accionamientos, en consonancia con el diseño del sistema de distribución eléctrica de un edificio determinado.

Página 232 de 382

Características básicas.

	<p>Seguridad integrada.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sobrecorriente de salida - Protección de sobretensión de entrada. - Monitorización del aislamiento en DC. - Protección de corriente de fuga <p>Balanceo de carga.</p> <ul style="list-style-type: none"> - OCPP 1.5 y 1.6 <p>Conectividad</p> <ul style="list-style-type: none"> - 3G / 4G - Ethernet - RFID. <p>Autenticación</p> <ul style="list-style-type: none"> - RFID - Código PIN en pantalla. - 'Plug & charge (ISO 15118) <p>Dimensiones</p> <ul style="list-style-type: none"> - AltoxAnchoxProf. 770 x 584 x 294 mm - 60 kg sin incluir placa trasera (10kg) y cables
<p> A - Display / HMI B - Lector RFID C - Cable de Carga DC D - Salida de Aire </p>	<p> E - Botón de emergencia F - Cable entrada AC G - Entrada de Aire H - Soportes cable carga IP54 - Opcionales </p>

Soportes para conectores.

	
<p>Conector soporte indoor – Incluido de serie (1 x cable)</p>	<p>Conector soporte opcional –Versión CCS y CHAdeMO</p>



	Referencia CCS	TWB-Sop-CCS2
	Referencia CHAdeMO	TWB-Sop-CHAdeMO

Cuadro de características.

Potencia de salida DC	24 KW pico / 22.5 KW continua
Voltaje de salida de DC	150 – 920 VDC
Intensidad de salida DC	60 A
Interfaz de usuario	Pantalla táctil 7" en color.
Sistema RFID	ISO/IEC14443A/B, ISO/IEC15693, Lector NFC, Mifare, Calypso
Network	GSM / 3G modem 10/100 Base-T Ethernet
Entorno de uso	Interior / Exterior
Temperatura de Operación	-35 °C to + 55 °C (aplica derating)
Grado de Protección	IP 54, uso interior y exterior
Dimensiones (Alto x Ancho x Profundo)	770 x 584 x 300 mm
Cables de carga	3.5 o 7 m
Peso	60 Kg excluyendo para trasera (10 Kg) y cables.
Protocolos de carga (CE)	CCS 2, CHADEMO
Entrada AC	3P + N + PE
Tensión entrada AC	400 VAC +/-10 % (50/60)
Corriente máxima entrada	3 x 40 A – Es posible limitarlo.
Eficiencia	94% a potencia nominal.
Normativas y seguridad	CE / EMC Clase B

EL PUNTO DE RECARGA rápido multi-standard



Debido al notable incremento del número de vehículos híbridos y eléctricos que ya circulan por nuestras carreteras, **es necesaria la implementación nuevos puntos de carga rápida a la red de recarga ya existente.**

Dicha red, precisa de equipos que cumplan los más altos estándares de calidad y ofrezcan las mejores prestaciones en cuanto a gestión de potencia, comunicaciones, fiabilidad y eficiencia, como el INGEREV® RAPID 50. Es el punto de recarga rápida ideal tanto para estaciones de servicio como para otras zonas de alta concurrencia como centros comerciales, parkings, empresas de alquiler de vehículos, restaurantes, etc.

RAPID 50 es compatible con los estándares CHAdeMO, CCS y tipo 2 posibilitando así la recarga de cualquier vehículo híbrido o eléctrico. El modelo INGEREV® RAPID 50 Trio ofrece la posibilidad de carga simultánea en corriente alterna y continua, con gestión dinámica de potencia entre ambas tomas o entre varios FUSION o RAPID de una misma instalación.

	Trio (RTM50)	Duo (RDM50)	One (ROM50)	One+ (RCM50)
CCS	✓	✓	✓	✓
CHAdeMO	✓	✓		
AC Tipo 2	✓			✓

FUNCIONALIDADES

- Recarga rápida en CCS Tipo 2 hasta 50 kW.
- Recarga rápida en CHAdeMO hasta 50 kW.
- Recarga rápida en AC Tipo 2 hasta 43,5 kW.
- Lector RFID.
- Pantalla táctil en color de 7".
- Envoltorio de acero de gran resistencia ante condiciones ambientales adversas.
- Posibilidad de carga simultánea en alterna y continua.

COMUNICACIONES

- Ethernet.
- Modbus TCP.
- OCPP.

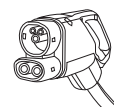
SEGURIDAD

- Protecciones diferenciales y magnetotérmicas contra contactos indirectos, cortocircuitos y sobrecargas.
- Actualizaciones automáticas de software durante toda la vida del producto.
- Pulsador de emergencia de gran visibilidad para garantizar la seguridad de su uso.

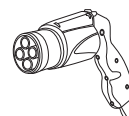
OPCIONES

- Comunicación remota 3G/4G.
- Diferenciales autorrearmables.
- Cables de mayor longitud
- Sistema de bloqueo de conectores, tanto para DC como AC.
- Lector de tarjetas bancarias contactless.
- Smart DLM.

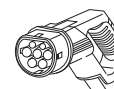
TIPO DE CONECTORES



CCS
COMBO Tipo 2



CHAdeMO
1EVS 6105



AC 43 kW
Tipo 2



AC 22 kW
Toma Tipo 2
con shutters

INGEREV**RAPID 50**

EL PUNTO DE RECARGA

rápido multi-standard

	INGEREV® RAPID 50 Trio	INGEREV® RAPID 50 Duo	INGEREV® RAPID 50 One	INGEREV® RAPID 50 One+
Entrada en AC (salida en DC)				
Tensión	3 ph. + N + PE; 400 Vac ±15%			
Frecuencia	50 Hz			
Corriente nominal	77 A + 63 A	77 A	77 A	77 A + 63 A
Potencia nominal	53 kW + 43,5 kW	53 kW	53 kW	53 kW + 43,5 kW
Eficiencia	>94%			
Factor de potencia	>0,98			
Valores de salida en carga DC				
Rango de tensión	50 - 500 V			
Corriente máxima	125 A			
Potencia máxima	50 kW			
Conectores DC	CCS Tipo 2 / CHAdeMO		CCS Tipo 2	
Valores de salida en carga AC				
Tensión	400 Vac	-	-	400 Vac
Corriente máxima	63 A	-	-	63 A
Potencia máxima	43,5 kW	-	-	43,5 kW
Conector AC	Cable Modo 3 Tipo 2 (Opcional Toma Tipo 2, 22 kW)	-	-	Cable Modo 3 Tipo 2
Normativa y Seguridad				
Normativas estándar	IEC 61851-1, IEC 61851-23, IEC 61851-24, CHAdeMO 1.0.0, DIN 70121, ISO 15118, IEC 61000			
Contactos indirectos	Diferenciales AC: 30mA Tipo B DC: 30mA Tipo A	Diferencial 30mA Tipo A	Diferencial 30mA Tipo A	Diferenciales AC: 30mA Tipo B DC: 30mA Tipo A
Sobrecorrientes	Protecciones magnetotérmicas Curva C			
Sobretensiones	Protección contra sobretensiones Tipo III			
Funciones / Accesorios				
Comunicación	Switch Ethernet 3G/4G (opcional)			
Protocolo de comunicación	OCPP			
HMI	Pantalla táctil de 7" TFT RFID (MIFARE Classic 1K&4K, MIFARE DESFire EV1, NFC)			
Información general				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada			
Consumo en modo stand-by	<100 W			
Longitud de cable	3,8 m			
Temperatura de funcionamiento	de -25 °C a + 60 °C			
Humedad	0 - 95% - sin condensación			
Peso	620 kg			
Dimensiones	785 x 700 x 1.900 mm			
Envoltorio	Acero galvanizado. RAL 9003			
Grado de protección ambiental	IP55 / IK10 (display y rejillas de ventilación IK08)			
Marcado	CE			
Altitud máxima de funcionamiento	2.000 m			

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea



Escuela Universitaria
de Ingeniería
Vitoria-Gasteiz

Ingeniaritzako
Unibertsitate Eskola
Vitoria-Gasteiz

ANEXO II

Alumno/Alumna: Román, Rodríguez, Diego

Director/Directora (1): Manero Txintxetru, Idoia

Director/Directora (2): Aguirre Etxebarria, Ander

Curso: 2022-2023

Fecha: 03 Julio 2023



FICHA TÉCNICA

INVERSOR TRIFÁSICO GH-IT 3M Y 4M ADVANCED

CARACTERÍSTICAS

Alta eficiencia debido a no incorporar transformador.

Su peso ligero facilita la instalación.

Grado de protección IP65.

- **Dispone de hasta 4 seguidores** de punto de máxima potencia (MPPT).
- **Alta versatilidad de configuración** por disponer de un **rango muy amplio de tensiones de entrada**.
- **Permite monitorizar** los parámetros de funcionamiento.



Portal web:

<https://inversores-style.greenheiss.com/>

App:

GH-Style

Características técnicas del Inversor Trifásico GH-IT 3M y 4M ADVANCED

Modelo	GH-IT 25 3M ADVANCED	GH-IT 33 3M ADVANCED	GH-IT 40 4M ADVANCED	GH-IT 50 4M ADVANCED
Entrada FV (CC)				
Potencia máxima FV [kWp]	37.5	49.5	60	75
Tensión máxima CC [V]	1100			
Rango de tensión MPPT [V]	180-1000			
Tensión nominal CC [V]	600			
Tensión de arranque [V]	200			
Tensión mínima CC [V]	180			
Corriente máxima CC por MPPT [A]	3*32		4*32	
Corr. máx. CC de cortocircuito por MPPT [A]	3*38.4		4*38.4	
Número de MPPTs	3		4	
Número de entradas CC por MPPT	2			
Interruptor CC	Integrado			
Salida red (CA)				
Potencia nominal de CA [kW]	25	33	40	50
Potencia salida máxima CA [kW]	27.5	36.3	44	50
Potencia aparente máxima de CA [kVA]	27.5	36.3	44	50
Corriente nominal de CA [A]	36.2	47.8	58	72.5
Corriente máxima de salida CA [A]	41.7	55	66.7	75.8
Tensión nominal de CA/rango [V]	230/400, 3L+N+PE			
Frecuencia de red / rango [Hz]	50,60/44-55,54-65			
Factor de potencia [cos φ]	0.8 capacitiva-0.8 inductiva			
Distorsión armónica total [THDi]	<3%			
Eficiencia				
Eficiencia máx.	98.8%			
Eficiencia europea	98.5%			

Modelo	GH-IT 25 3M ADVANCED	GH-IT 33 3M ADVANCED	GH-IT 40 4M ADVANCED	GH-IT 50 4M ADVANCED
Protecciones				
Monitorización de corriente de strings FVs			Integrado	
Protección de cortocircuito de CA			Integrado	
Detección de resistencia de aislamiento de CC			Integrado	
Detección de resistencia de aislamiento de CA			Integrado	
Unidad de monitorización de corriente residual			Integrado	
Protección anti-isla			Integrado	
Protección contra sobretensiones de CA			Tipo III	
Protección contra sobretensiones de CC			Tipo II	
AFCI (Arc Fault Circuit Interrupter)			Opcional	
Interfaz del usuario				
Conector de AC			Bloque de terminales	
Conector de CC			MC4	
Interfaz del dispositivo			LED+APP(Bluetooth)	
Puertos de comunicación			RS232(USB) + RS485(RJ45)	
Modo de comunicación			WI-FI/Ethernet/4G	
Datos generales				
Tipología			Sin Transformador	
Consumo nocturno (W)			<0.6	
rango de temperatura de funcionamiento			-40°C a + 60°C	
Humedad ambiental			0~100% Sin Condensación	
Altitud de operación			4000m (>3000m reducción de potencia)	
Ruido (dBA)			<50	
Protección IP			IP65	
Montaje			Montaje en pared	
Método de refrigeración			Refrigeración por ventilador inteligente	
Dimensiones (AlxAnxPr) (mm)			473*659.4*240	
Peso (kg)		35.5	37	37.5
Garantía Standard (años)			10 (Standard)/15/20 (Opcional)	
Normas y certificaciones				
Normativa aplicable	"RD1699:2011, UNE 206006 IN:2011, UNE 206007-1:2013 IN, UNE-EN 50549-1:2019, NTS V2.1 (Reglamento UE 2106/631), IEC 61727, IEC62116, IEC 61683, IEC60068-2"			
Normativa de seguridad	IEC/EN62109-1/2			
EMC	EN61000-6-1/2/3/4			

SISTEMA DE MONITORIZACIÓN 24H (Opcional)

- **Monitorización en tiempo real** del consumo eléctrico 24h
- Opciones de medida directa (<65A) o indirecta para ajustarse a las necesidades de la instalación.
- **Función antivertido** con certificado UNE-217001-IN



eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea



Escuela Universitaria
de Ingeniería
Vitoria-Gasteiz

Ingeniaritzako
Unibertsitate Eskola
Vitoria-Gasteiz

ANEXO III

Alumno/Alumna: Román, Rodríguez, Diego

Director/Directora (1): Manero Txintxetru, Idoia

Director/Directora (2): Aguirre Etxebarria, Ander

Curso: 2022-2023

Fecha: 03 Julio 2023

DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Half-cell Module

JAM72S30 525-550/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

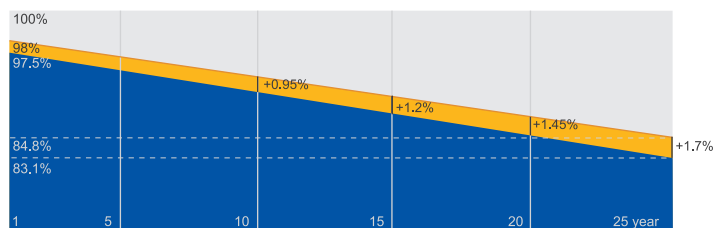


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

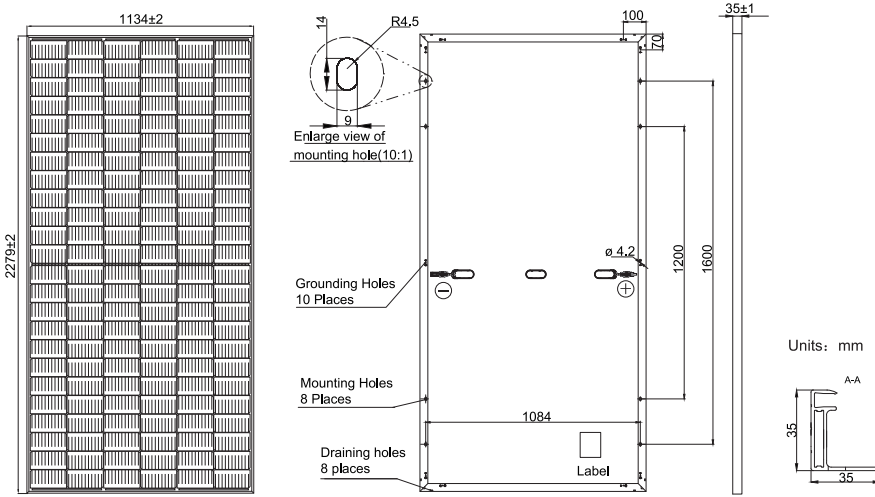
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS

SPECIFICATIONS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

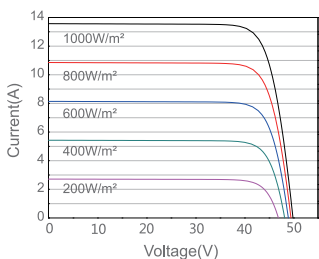
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

OPERATING CONDITIONS

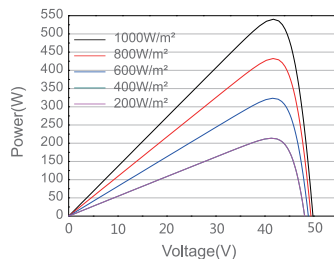
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	397	401	405	408	412	416	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43	Maximum Series Fuse Rating	25A
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17	Maximum Static Load, Front* Maximum Static Load, Back*	5400Pa(112lb/ft ²) 2400Pa(50lb/ft ²)
Max Power Current(Imp) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55	NOCT	45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

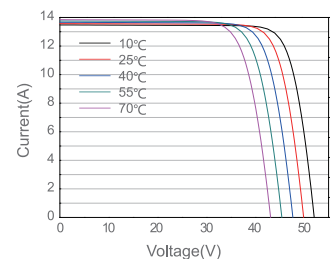
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea



Escuela Universitaria
de Ingeniería
Vitoria-Gasteiz

Ingeniaritzako
Unibertsitate Eskola
Vitoria-Gasteiz

ANEXO IV

Alumno/Alumna: Román, Rodríguez, Diego

Director/Directora (1): Manero Txintxetru, Idoia

Director/Directora (2): Aguirre Etxebarria, Ander

Curso: 2022-2023

Fecha: 03 Julio 2023

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

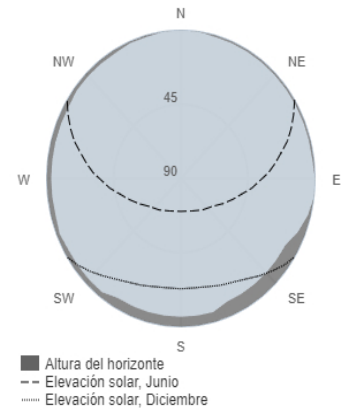
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 42.908,-2.675
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 88 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

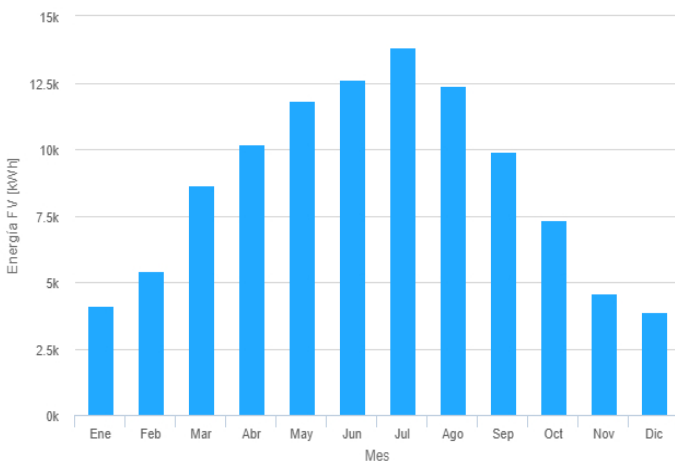
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 10 °
 Ángulo de azimut: 24 °
 Producción anual FV: 104777.37 kWh
 Irradiación anual: 1507.3 kWh/m²
 Variación interanual: 3783.80 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.35 %
 Efectos espectrales: 1.24 %
 Temperatura y baja irradiancia: -6.13 %
 Pérdidas totales: -21.01 %

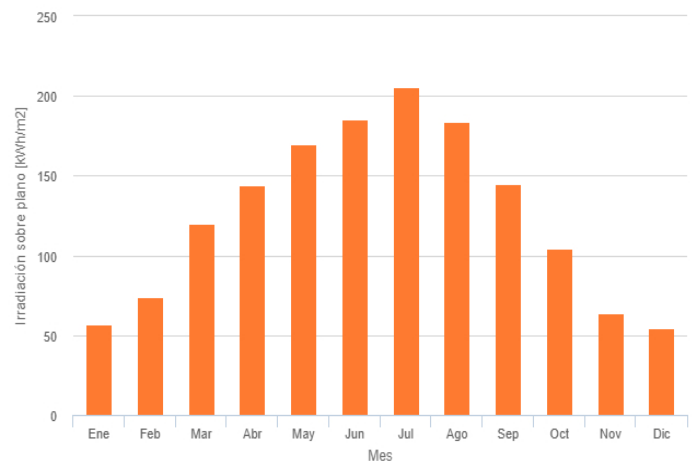
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	4102.9	57.2	546.2
Febrero	5399.8	74.1	1115.5
Marzo	8647.9	119.9	1324.7
Abril	10167.8	144.2	1104.1
Mayo	11845.7	169.6	1286.3
Junio	12621.3	185.7	1041.8
Julio	13842.0	205.5	764.3
Agosto	12405.9	183.7	661.1
Septiembre	9928.4	144.7	529.4
Octubre	7348.6	104.6	648.0
Noviembre	4570.7	63.6	705.7
Diciembre	3896.2	54.5	536.2

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].