

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA.

GRADO: INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA.

TÍTULO DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO:
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES
ELÉCTRICOS.

AUTORAS:

AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA CAROLINA MONTAÑEZ HERNÁNDEZ.

TUTORA:

MARÍA DE LA PEÑA FABIANI BENDICHO.

Fecha: Julio de 2015

Abstract

This project, named “analysis and design of a photovoltaic system for recharging electric cars”, has been done as closely as possible. Because of that, we have performed a design, measuring and viability analysis about three possible solutions for recharging electric cars.

First of all, we decided the place where the project was going to be done. We thought the Reina Sofía airport was a good place to make these studies because of its location. It is located in Tenerife South, where there are hardly any cloudy days.

The three specific solutions we proposed were: an off-grid photovoltaic system for recharging electric cars, an electric installation for the same purpose, and a grid-connected photovoltaic system for recharging electric cars.

In order to recharge the cars, we decided to install six electric car charging stations. Moreover, these electric car charging stations were not going to be working at the same time but twelve hours each one. This decision was made due to the fact that there are not too many electric cars in Tenerife, or in Spain.

Once the designs were made, it was needed to make a viability analysis so it was possible to determine which solution was more worthwhile. Making this viability analysis meant making an economic analysis and an environmental study.

To sum up, with this project we have studied the different solutions for recharging electric cars, emphasising on the renewable energies use.

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA.

ÍNDICE.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS.

- 1. Memoria descriptiva.**
- 2. Anexos.**
- 3. Presupuesto.**
- 4. Análisis de viabilidad.**
- 5. Pliego de condiciones técnicas.**
- 6. Estudio Básico de Seguridad y Salud.**
- 7. Planos.**

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA.

**GRADO: INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA.**

I.-MEMORIA.

**ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES
ELÉCTRICOS.**

AUTORAS:

AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA CAROLINA MONTAÑEZ HERNÁNDEZ.

TUTORA:

MARÍA DE LA PEÑA FABIANI BENDICHO.

ÍNDICE.

1. Objeto del proyecto.	4
2. Alcance.	4
3. Peticionario.	5
4. Introducción.	5
4.1. Historia y evolución de la energía solar fotovoltaica.	5
4.1.1. Protocolo de Kyoto.	5
4.1.2. Evolución histórica de la energía solar fotovoltaica en España.	6
4.1.3. Perspectivas de futuro.	7
Situación de la energía solar fotovoltaica en Canarias.	8
4.1.4. Fundamentos de la energía fotovoltaica.	8
4.2. El vehículo eléctrico.	13
4.2.1. Historia y evolución del vehículo eléctrico.	13
4.2.2. Movilidad sostenible.	15
4.2.3. Tipos de vehículos eléctricos.	15
4.2.4. Constitución de un vehículo eléctrico.	17
4.2.5. Ventajas e inconvenientes.	19
4.2.6. Consumo de carburante y emisiones de CO ₂ en España.	20
4.2.7. Plan Movele 8.	23

4.3. Componentes y características de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos.....	24
4.3.1. Tipos de conectores.....	26
4.3.2. Tipos de recarga.....	27
4.3.3. Modos de carga.....	28
5. Emplazamiento.....	29
6. Descripción del edificio.....	30
7. Reglamentación.....	31
7.1. Normas de carácter estatal.....	31
7.2. Normas de carácter autonómico.....	32
7.3. Normas UNE.....	32
8. Clasificación de la actividad.....	33
9. Puntos de recarga para vehículos eléctricos en el parking del Aeropuerto Reina Sofía.....	33
9.2. Señalización de las plazas reservadas para la recarga de vehículos eléctricos....	35
10. Análisis de soluciones.....	37
10.1. Caso 1. Instalación fotovoltaica aislada para la recarga de vehículos eléctricos.....	40
10.1.1. Módulos fotovoltaicos.....	41
10.1.2. Baterías.....	46
10.1.3. Regulador/Inversor.....	52

10.1.4 Otros materiales.....	56
10.1.5 Puesta a tierra.....	56
10.1.6. Cableado.....	58
10.1.7. Canalizaciones o tubos de protección.....	61
10.1.8. Protecciones.....	62
10.1.9. Grupo electrógeno.....	64
10.2. Caso 2. Instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.....	65
10.2.1. Potencia total.....	66
10.2.2. Instalación de baja tensión.....	66
10.3. Caso 3. Instalación fotovoltaica conectada a red para la recarga de vehículos eléctricos.....	77
10.3.1. Instalación eléctrica.....	78
10.3.2. Instalación fotovoltaica.....	78
11. Bibliografía.....	84

1. Objeto del proyecto.

La finalidad principal de este proyecto es la realización del Trabajo de Fin de Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática.

El objetivo principal de este proyecto es el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica para la alimentación de diversos puntos de recarga de vehículos eléctricos en el parking del Aeropuerto Reina Sofía, en Granadilla de Abona.

Para analizar la instalación se diseñarán tres instalaciones diferentes: una instalación fotovoltaica aislada, una instalación eléctrica sin fotovoltaica y una instalación fotovoltaica conectada a la red. Una vez diseñadas las tres instalaciones, se realizará un estudio de viabilidad comparando las diferentes opciones presentadas.

En resumen, el proyecto constará de tres casos:

- ✓ Caso 1. Instalación fotovoltaica aislada para la recarga de vehículos eléctricos.
- ✓ Caso 2. Instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.
- ✓ Caso 3. Instalación fotovoltaica conectada a la red para la recarga de vehículos eléctricos.

2. Alcance.

Las instalaciones del parking del Aeropuerto Reina Sofía se modificarán de forma que se cuente con puntos de recarga de vehículos eléctricos. Para ello, el proyecto constará de:

- Diseño de la instalación fotovoltaica.
- Diseño de la instalación de Baja Tensión.
- Análisis de la viabilidad del proyecto.

3. Peticionario.

El peticionario de este proyecto es la Universidad de La Laguna, con domicilio social en Avenida Astrofísico Francisco Sánchez, 38200, San Cristóbal de La Laguna, Tenerife, España, y con CIF Q-3818001 D.

4. Introducción.

4.1. Historia y evolución de la energía solar fotovoltaica.

El cambio climático es una de las mayores amenazas que existen actualmente. La solución a este problema es un futuro sostenible, que implica reforzar el ahorro energético y apoyar las tecnologías energéticas con bajas o nulas emisiones de CO₂, sobre todo las energías renovables. Además de su gran potencial para mitigar el cambio climático, las energías renovables pueden aportar otros beneficios como por ejemplo el desarrollo económico.

La situación del mercado energético en España es similar a la de otros países europeos. El modelo energético está en fase de transición. El país tiene óptimos recursos energéticos renovables y un nivel tecnológico excelente en energías renovables y específicamente en energía solar fotovoltaica.

4.1.1. Protocolo de Kyoto.

El protocolo de Kyoto es un acuerdo internacional en el marco de la CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático), adoptado en Kyoto el 11 de diciembre de 1997 y entró en vigor el 16 de febrero de 2005. Surge como instrumento internacional para combatir el cambio climático y promover el desarrollo sostenible. Su objetivo principal era reducir en un 5,2%, entre los años 2008 y 2012 y con respecto a los niveles de 1990, las emisiones atmosféricas de los gases que provocan el efecto invernadero.

Hasta la actualidad, los 37 países industrializados y de la Unión Europea, firmantes del acuerdo, han logrado reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 22,6%, según los datos proporcionados por la Secretaría de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. En el caso de España, se comprometió a limitar el aumento de sus emisiones de CO₂ en un máximo del 15% en relación al año base. Sin embargo, sin dejar de lado que España en 2004 emitía un 53% más que en 1990, en el periodo de 2008-2012 se sobrepasó el 15% citado hasta un 23,7%.

En diciembre de este año se celebrará en París la Conferencia del Cambio Climático de las Naciones Unidas. El aspecto más relevante que se tratará será la aprobación del Kyoto II que sustituirá al Kyoto 2008-2012. La Comisión Europea propone reducir en un 40% las emisiones de CO₂ para 2030 y en un 60% en 2050, con respecto a los niveles de 1990, así como incidir en la eficiencia energética y el consumo de renovables.

4.1.2. Evolución histórica de la energía solar fotovoltaica en España.

España es uno de los países de Europa con mayor cantidad de horas de sol, a lo que se unen los compromisos europeos en instalación de energías renovables así como la conveniencia estratégica de disminuir la gran dependencia energética exterior y aumentar la autonomía energética.

Todo ello contribuyó a que España fuera inicialmente uno de los primeros países a nivel mundial en investigación, desarrollo y aprovechamiento de la energía solar. Gracias a una legislación favorable, España fue en 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo. Sin embargo, regulaciones legislativas posteriores frenaron la implantación de esta tecnología.

Hasta 2007 el mercado fotovoltaico no había sido desarrollado a gran escala. Fue en Mayo de dicho año cuando se publicó el RD 661/2007 para la regulación de la producción de energía en el régimen especial. Este RD estableció una tarifa de inyección a la red de 0,40 €/kWh, dependiendo de la potencia nominal de la instalación.

Gracias a este RD, España fue en el año 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2708 MW instalados en un solo año. Sin embargo, en Septiembre de 2008 se aprobó el RD 1578/2008 que estableció unas primas variables en función de la ubicación de la instalación estando sujetas además, a un cupo máximo de potencia anual instalada.

Estas modificaciones influyeron negativamente en el sector, disminuyendo los MW instalados en los siguientes años. Esta disminución fue tal, que en 2011 la energía fotovoltaica cubrió en España sólo el 2,9% de la generación de electricidad.

En enero de 2012 se aprobó el RDL 1/2012 que suspendía directamente los procedimientos de preasignación de retribución y de los incentivos económicos para las nuevas instalaciones fotovoltaicas. Este RDL supuso que las nuevas plantas fotovoltaicas que no estuvieran inscritas en cupos no recibirían prima alguna pero podrían vender la energía a precio de mercado. Por esta razón, esta regulación supuso una contención del desarrollo de la energía fotovoltaica en España.

4.1.3. Perspectivas de futuro.

Actualmente, el Ministerio de Industria y energía ha realizado un borrador de un RD que regula el autoconsumo energético. Este RD clarifica los procesos de autorizaciones de cada administración e impide que se sigan concediendo éstas por la vía rápida, lo cual cierra la puerta a que las comunidades autónomas más renovables sigan apoyando el autoconsumo en sus zonas.

Con este Real Decreto, el conocido peaje al sol (las instalaciones de autoconsumo tendrán que pagar a las eléctricas por el uso de las redes) es dividido en dos impuestos al sol. En concreto, en el borrador de este RD se dice lo siguiente:

“La energía adquirida por el consumidor a su empresa comercializadora, será obtenida a partir de los saldos netos horarios que tengan como sumas parciales de las medidas horarias de producción y consumo. El consumidor acogido a esta modalidad de autoconsumo deberá pagar por la energía consumida procedente de la instalación de generación conectada en el interior de su red el peaje de respaldo. Por el resto de la

energía consumida deberá pagar el peaje de acceso y otros precios que resulten de aplicación de acuerdo a la normativa en vigor. [...]”

Situación de la energía solar fotovoltaica en Canarias.

En el caso de Canarias, este borrador afecta de forma diferente ya que en territorios extra peninsulares, el coste del suministro eléctrico es especialmente elevado. El texto reconoce la especial idoneidad para el sistema de las instalaciones de autoconsumo en los territorios extra peninsulares donde la autogeneración en el punto de consumo es más económica que el transporte de energía desde la península.

Sin embargo, tan sólo exime a los autoconsumidores de dichos territorios del pago del “impuesto al sol” hasta 2020, un periodo insuficiente para amortizar la instalación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo.

4.1.4. Fundamentos de la energía fotovoltaica.

La energía solar directa es la energía del Sol sin transformar, que calienta e ilumina. Esta energía necesita sistemas de captación y de almacenamiento y aprovecha la radiación del Sol de varias formas:

a) Utilización directa: mediante la incorporación de acristalamientos y otros elementos arquitectónicos con elevada masa y capacidad de absorción de energía térmica, es la llamada energía solar térmica pasiva.

b) Transformación en calor: es la llamada energía solar térmica que consiste en el aprovechamiento de la radiación que proviene del sol para calentar fluidos que circulan por el interior de captadores solares térmicos. Este fluido se puede destinar para el agua caliente sanitaria, dar apoyo a la calefacción para atemperar piscinas, etc.

c) Transformación en electricidad: es la llamada energía solar fotovoltaica, que permite transformar en electricidad la radiación solar por medio de células fotovoltaicas integrantes de módulos solares. Esta electricidad se puede utilizar de manera directa, se

puede almacenar en acumuladores para un uso posterior, e incluso se puede introducir en la red de distribución eléctrica.

Debido a que este proyecto se centra en la energía solar fotovoltaica se va a recopilar información sólo de este tipo de aprovechamiento de la energía solar.

Radiación solar.

El sol es una estrella en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del Sol se transmite al exterior mediante la denominada radiación solar. En función de cómo inciden los rayos en la Tierra se distinguen tres componentes de la radiación solar:

-Directa: es la recibida desde el Sol sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.

-Difusa: es la que sufre cambios en su dirección principalmente debidos a la reflexión y difusión en la atmósfera.

-Albedo: es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

Aunque las tres componentes están presentes en la radiación total que recibe la Tierra, la radiación directa es la mayor y más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.

Células fotovoltaicas

Los paneles solares fotovoltaicos se componen de celdas que convierten la luz solar en electricidad. Dichas celdas se aprovechan del efecto fotovoltaico, mediante el cual la energía luminosa produce cargas positivas y negativas en dos semiconductores próximos de distinto tipo, por lo que se produce un campo eléctrico con la capacidad de generar corriente. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

-Radiación de 1000 W/m^2 .

-Temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (no temperatura ambiente).

Existen módulos fotovoltaicos de silicio de distintos tipos: monocristalinos, policristalinos y amorfos.

-Silicio puro monocristalino: En estas células, el silicio tiene una única estructura de red cristalina continua casi sin defectos ni impurezas. La principal ventaja de las células monocristalinas es su alta eficiencia (en laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles, siendo en los comercializados del 16%.) La desventaja de estas células es que se requiere un complicado proceso de fabricación para producir silicio monocristalino, lo que se traduce en costes ligeramente superiores a los de otras tecnologías.

-Silicio puro policristalino: Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19,8% y en los módulos comerciales del 14%), siendo su precio también más bajo ya que el proceso de fabricación es más simple.

-Silicio amorfo: Generalmente, la diferencia principal entre estas células y las anteriores es que, en lugar de la estructura cristalina, las células de silicio amorfo están compuestas de átomos de silicio en una capa homogénea delgada. Además, el silicio amorfo absorbe la luz con mayor eficacia que el silicio cristalino, lo que conduce a células más delgadas, conocidas también como tecnología fotovoltaica de película delgada. La mayor ventaja de estas células es que el silicio amorfo puede ser depositado sobre una amplia gama de sustratos, tanto rígidos como flexibles. Su desventaja es la baja eficiencia, que es del orden de 6%.

Descripción de un sistema fotovoltaico.

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden clasificar de la siguiente forma:

- a) Aislados.
- b) Conectados a la red.
- c) Híbridos: combinados con otro tipo de generación de energía eléctrica.

Los principales componentes de una instalación fotovoltaica son:

-Generador fotovoltaico: encargado de captar y convertir la radiación solar en corriente eléctrica mediante módulos fotovoltaicos.

-Baterías o acumuladores: almacenan la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico para poder utilizarla en períodos en los que la demanda exceda la capacidad de producción del generador fotovoltaico.

-Regulador de carga: encargado de proteger y garantizar el correcto mantenimiento de la carga de la batería y evitar sobretensiones que puedan destruirla.

-Inversor o acondicionador de la energía eléctrica: encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, necesaria para alimentar algunas cargas o para introducir la energía producida en la red de distribución eléctrica.

-Elementos de protección del circuito: como interruptores de desconexión, diodos de bloqueo, etc., dispuestos entre diferentes elementos del sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.

Algunos de estos componentes están presentes o no en la instalación según el tipo de sistema que sea. En el caso de sistemas fotovoltaicos aislados estarán presentes todos los componentes citados anteriormente. En cambio, si se trata de un sistema de conexión a red, los acumuladores y reguladores no formarán parte del sistema.

4.1.5. La energía solar fotovoltaica y el vehículo eléctrico.

La energía solar fotovoltaica cuenta con múltiples aplicaciones, siendo las relacionadas con el transporte especialmente interesantes por la repercusión que sobre el medio ambiente tiene el mismo.

Considerando que la carga de las baterías de un coche eléctrico puede llevar un tiempo de entre 30 minutos y 13 horas, la fuente que más se ajusta a su uso pareciera ser la eólica en las horas nocturnas, cuando más coches estarían enchufados a la red de los hogares. Sin embargo, la energía solar fotovoltaica podría encajar perfectamente en los planes de expansión del coche eléctrico.

Existen varias alternativas para la aplicación de la fotovoltaica en el coche eléctrica. Una de ellas alternativa es enchufar el coche a la red del hogar o del lugar de trabajo durante las horas de sol. Esto podría hacerse, bien a través de sistemas inteligentes capaces de aprovechar de manera expresa la electricidad de origen fotovoltaico circulante en la red, o directamente a través del autoconsumo basado en las HSU (Huertas Solares Urbanas) del hogar o lugar de trabajo. Otra opción consiste en el intercambio de baterías vacías por baterías cargadas en puntos de recarga especializados, con lo que se evitaría la larga espera que supone cargar una batería como estas enchufándola directamente a la red. Así, estos puntos de recarga rellenarían las baterías con energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica y su expresión en las HSU de las zonas urbanas, son factores determinantes dentro de la alianza entre los coches eléctricos y las energías renovables, ya que con el sol se puede alcanzar una movilidad sostenible y respetuosa con el medioambiente.

La adquisición de un vehículo eléctrico se considera en la mayoría de los casos para dejar de hacer uso del petróleo. Puesto que para estos vehículos, el gasto en electricidad de recarga es el principal componente del coste operativo además de la contaminación de gases de efecto invernadero que producen las centrales eléctricas, la eficiencia en dicha recarga es un objetivo primordial. Es por esto, que la recarga de vehículos eléctricos alimentando a los puntos de recarga a través de energías renovables es una aplicación que va de la mano de dichos vehículos.

4.2. El vehículo eléctrico.

4.2.1. Historia y evolución del vehículo eléctrico.

Los vehículos eléctricos se empezaron a utilizar mucho antes que los de combustión interna (Diesel o gasolina). En 1839 Robert Anderson inventó el primer “vehículo” eléctrico de la historia. Se trataba de un carruaje equipado con un motor eléctrico que alcanzaba los 6 km/h propulsado por un motor eléctrico alimentado por una pila de energía no recargable.



Figura 1. Primer coche eléctrico

El profesor Sibrandus Stratingh de Groningen, diseñó y construyó junto con Christopher Becker vehículos eléctricos a escala reducida en 1835. A partir de este momento se impusieron los coches eléctricos a los otros medios de transporte, como los

carruajes tirados por caballo. Tanto era así que en el año 1900 en EE.UU, casi el 30% de los coches eran eléctricos.

En 1911, Thomas Edison introdujo nuevos modelos de baterías recargables de níquel-hierro (las primeras baterías recargables se inventaron en 1880), que permitían una autonomía razonable para la época y velocidades hasta los 130 km/h. Este sería el máximo auge de los coches eléctricos, llegando a representar el 90% de las ventas contra un 10% de los coches de gasolina. Estos últimos tenían tan poca fama porque eran muy ruidosos y difíciles de conducir, ya que tenía un sistema de marchas muy rudimentario y un sistema de arranque mediante manivela que no terminaba de convencer a los consumidores de estos vehículos. En cambio, el coche eléctrico triunfaba por su simplicidad, fiabilidad, suavidad de marcha, sin cambio de marchas ni manivela, no hacían ruido, eran veloces y su coste era soportable para la burguesía y las clases altas, que eran los principales clientes.

Todo cambió cuando en 1912 Henry Ford introdujo el motor de arranque para los coches de gasolina y estos se fabricaron en serie, ampliando así sus prestaciones, comodidad y facilidad de manejo. Además la autonomía que proporcionaba el coche de gasolina superaba con creces al eléctrico, además del precio.

En estas fechas existían tres tipos de energía que competían por hacerse el control: eléctrica, vapor y motores de combustión interna, pero finalmente la gasolina resultó ser la que más mercado tenía, escogiéndose esta para los vehículos.

Hasta mediados de los 60 casi desaparecieron, y a partir de aquí, comienzan a aparecer algunos modelos en el sector industrial, como el carrito de gol eléctrico y pequeños coches urbanos.

No fue hasta hace muy poco, cuando empezaron a aparecer algunas iniciativas legislativas de exigir vehículos de emisión cero, por lo que esto lleva a las grandes compañías a investigar en el campo de los vehículos eléctricos. Concretamente, existe una política de desarrollo sostenible que implica la reducción de la demanda de vehículos de combustión interna. Estas políticas unidas al avance de las energías

renovables han hecho que los vehículos eléctricos vuelvan a tener algo de importancia, y se espera que esta vaya aumentando a lo largo de los años.

Las razones para que este tipo de vehículos cobre importancia son obvias:

- La inseguridad del abastecimiento del petróleo, que supone más del 90% de la energía consumida.
- Altos precios del petróleo
- Las emisiones de CO₂
- La contaminación que genera el petróleo.

4.2.2. Movilidad sostenible.

Los hábitos actuales de movilidad en la ciudad se caracterizan por una expansión urbana continua y una dependencia creciente respecto del vehículo privado, produciendo un gran consumo de espacio y energía y unos impactos medioambientales que ponen en relieve la necesidad de lograr un sistema de transporte urbano bien concebido que sea menos dependiente de los combustibles fósiles, más sostenible.

El desarrollo sostenible consiste en hacer compatibles el crecimiento económico, cohesión social y defensa del medio ambiente, de esta forma se garantiza una mejor calidad de vida para la población actual y futura sin aumentar el uso de recursos naturales más allá de la capacidad de la naturaleza para proporcionarlos indefinidamente.

4.2.3. Tipos de vehículos eléctricos.

Los tipos de vehículos eléctricos son: los vehículos eléctricos híbridos y los vehículos eléctricos de batería.

- **Vehículo Eléctrico Híbridos:** Se entiende por un vehículo híbrido el que consta de dos sistemas de almacenamiento de energía, un depósito de combustible y una batería eléctrica y doble monitorización, térmica y eléctrica, de manera que mueven el vehículo de manera individual o conjunta. Se destacan tres tipos principales:

a. Híbridos (HEV): Comenzaron siendo híbridos “ligeros”, es decir, añadiendo un motor eléctrico al vehículo existente, el cual ayuda al motor de combustión y economiza combustible y contamina menos. Ayuda al motor proporcionando energía adicional cuando se acelera ya que al frenarse produce energía. La reducción del consumo de gasolina es aproximadamente del 10%.

Luego se mejoró al híbrido completo, en el que los dos motores se complementan funcionando ambos, y mediante una centralita de control se distribuye el funcionamiento y la potencia de cada motor según el funcionamiento y las potencia de cada motor según las circunstancias. La batería no tiene la misión de almacenar energía, sino que está, en todo momento, interviniendo en ciclos de carga y descarga (se carga mediante el motor de combustión y el frenado regenerativo). La reducción del consumo de gasolina está entre el 25% y el 40%.

La principal diferencia entre estos dos es que en los híbridos completos, la capacidad de activar el funcionamiento eléctrico es de forma voluntario.

b. Híbridos enchufables (PHEV): Esta familia de vehículo combina un motor de combustión interna (MCI) con batería y un motor eléctrico. El MCI y/o el motor eléctrico impulsan el vehículo en una configuración paralela o en serie.

Normalmente, el motor de combustión es más pequeño que el que utilizan los coches convencionales e incluso los híbridos normales. Las baterías se pueden cargar mediante: motor de combustión, freno regenerativo o conectando el vehículo a un punto de recarga.

El resultado es que pueden recorrer más kilómetros en modo cien por cien eléctrico que un híbrido normal.

c. Híbridos de autonomía extendida (ERHEV): Tienen la característica de que las ruedas se mueven únicamente or acción del motor eléctrico. Disponen de un pequeño motor de combustión interna para cargar la batería en caso de que sea necesario, lo que hace que la autonomía del coche se extienda hasta 500 o 600 km.

- **Vehículo eléctrico de batería (BEV):** Estos vehículos están propulsados únicamente por un motor eléctrico. La fuente de energía proviene de la electricidad almacenada en la batería que se debe cargar a través de la red. Necesitan una batería mayor que en los tipos de vehículos expuestos anteriormente.

4.2.4. Constitución de un vehículo eléctrico.

Las partes fundamentales que constituyen un vehículo eléctrico son las siguientes:

- **Motor eléctrico:** Puede tener uno o varios, dependiendo del diseño y prestaciones que se quieran conseguir. Esta parte también se encarga de recuperar energía gracias a sus funciones como inversor.
- **Puerto de carga:** es la toma en la que el coche eléctrico se conecta con el exterior. Puede haber una toma específica para carga rápida.
- **Transformadores:** Son los encargados de convertir la electricidad de una toma casera o de un punto de recarga rápido en valores de tensión y amperaje válidos para el sistema de recarga. Además de cargar las baterías son los encargados de atender a la refrigeración para evitar riesgos de explosión o derrames.
- **Baterías:** es el depósito donde almacenar la corriente del coche, similar a un depósito de combustible en los vehículos habituales. Puede tener una batería auxiliar como la de cualquier coche convencional para sistema de bajo consumo auxiliares.
- **Controladores:** Son los encargados de comprobar el correcto funcionamiento por eficiencia y seguridad, regulando la energía que recibe o recarga el motor.

En la figura 2 se puede observar una imagen de las partes fundamentales de un VE.

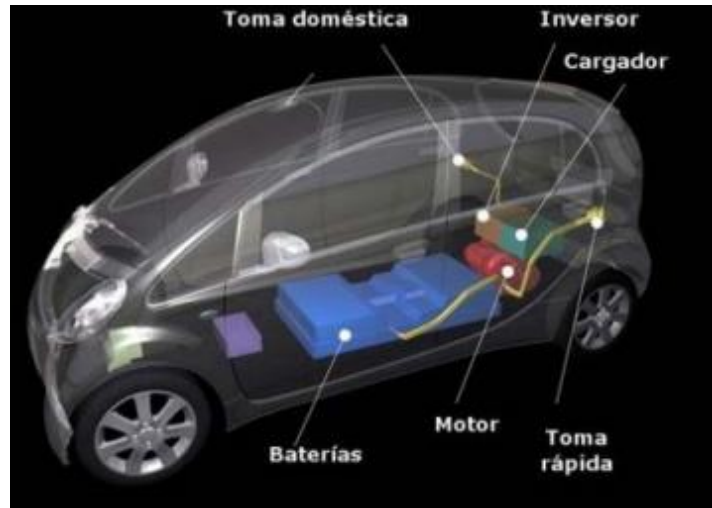


Figura 2. Constitución de un vehículo eléctrico

El principio de funcionamiento del vehículo eléctrico es muy distinto a los de combustión interna.

El motor necesita el controlador y las baterías para funcionar. Estos tres elementos son indispensables para cualquier coche eléctrico. El controlador absorbe la energía de las baterías y se la envía al motor.

Al pisar el acelerador, se activan una serie de resistencias o potenciómetros que transmiten la señal al controlador para que éste sepa la cantidad de energía que debe mandar al motor. Dicho controlador puede enviar numerosos niveles de potencia con los que el conductor podrá ir regulando la velocidad según le pise más o menos. Por tanto un mayor abuso de velocidad conllevará un mayor gasto de batería y viceversa.

Además, el motor también es capaz de generar su propia electricidad y recargar las baterías, cuando se frena por ejemplo (freno regenerativo).

A diferencia de los motores de gasolina y diesel, que van ganando potencia a medida que se sube de revoluciones, los eléctricos funcionan al revés: rinden al máximo desde cero y van perdiendo empuje según se van revolucionando. Gracias al alto empuje de los motores eléctricos, los vehículos eléctricos son fáciles de conducir, tanto en zonas urbanas como en carretera y en caminos fuera de esta.

Las actuales capacidades de las baterías, hacen que los vehículos totalmente eléctricos (VE) se perciban como de limitada utilidad por su autonomía y tiempo de recarga necesarios.

4.2.5. Ventajas e inconvenientes.

Las ventajas e inconvenientes de los vehículos eléctricos comparados con los de combustión interna son:

- Ventajas:
 - Más fáciles de fabricar, ya que tiene menos componentes y sistemas.
 - Más barato, si la producción es en grandes series.
 - 1, 2, 3 ó 4 motores (en las ruedas).
 - Transmisiones más ligeras y eficientes.
 - Fábricas y talleres más limpios. La existencia de aceite en el motor térmico queda suprimida en el eléctrico y, como consecuencia, se suprime también el principal motivo de suciedad de los talleres y garajes.
 - Consumo mucho menor y más eficientes. Los VE tienen una eficiencia cercana al 90%. Esto quiere decir que el coche consumirá menos y necesitará menos energía para realizar el mismo esfuerzo.
 - Menores costes de mantenimiento.
 - Contaminación cero. Puesto que no necesita de combustible para funcionar no emite gases nocivos .
 - Mayor aceleración.
 - Silenciosos, por lo que se elimina la contaminación acústica.
 - Más fáciles de conducir, ya que no necesita marchas.

-Ahorro económico en el gasto de combustible.

- Inconvenientes:

-Baterías grandes, pesadas y caras. Además es necesario llevar un control de las mismas.

-Menor velocidad punta.

-Menor autonomía de desplazamiento.

-Necesidad de red. Necesita una infraestructura de recarga.

-Escasez de infraestructuras de recarga en infraestructuras públicas.

-Mayor coste inicial de adquisición.

-Sistema de enchufes eléctricos aún sin estandarizar.

-Cargadores domésticos caros.

4.2.6. Consumo de carburante y emisiones de CO₂ en España.

Los vehículos eléctricos no contaminan, dado que no emiten monóxido de carbono, óxido nitrógeno ni PM10, y además no ofrecen contaminación acústica. Al no necesitar gasolina/diesel no se contamina con su extracción, ni con los accidentes y vertidos que ocurren en su transporte hasta llegar a los consumidores.

El consumo de energía no ha dejado de crecer y ni siquiera las sucesivas crisis político-energéticas del siglo pasado y la gran crisis económica de 2008 han frenado esta tendencia. La figura 3 recoge en números redondos, y en billones de vatios por hora los consumos a lo largo de las tres últimas décadas de las principales categorías de combustibles.

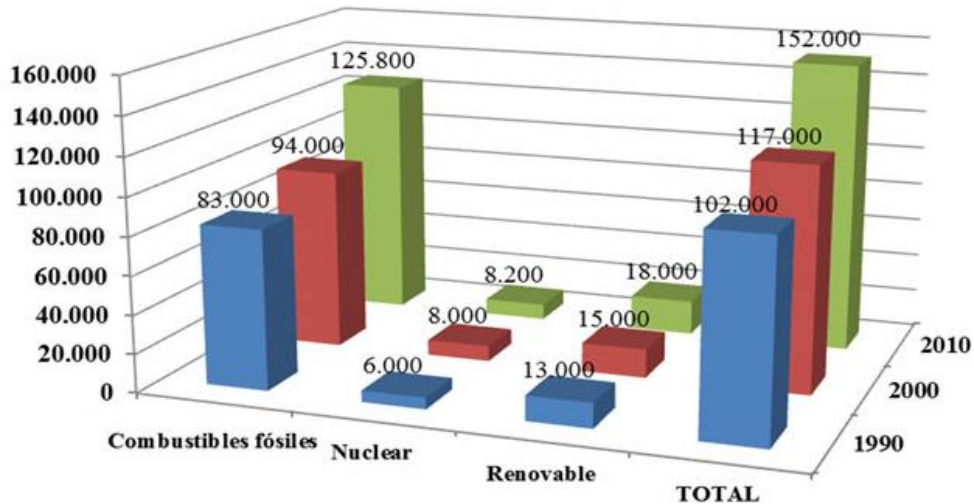


Figura 3. Consumo de energía primaria

En 2013 el consumo fue de 160,400 TWh (18,3 TW en potencia promedio) y la previsión para 2020 son de 20 TW.

Hoy por hoy, con ligeras variaciones de un año a otro, los combustibles fósiles dominan completamente las fuentes de energía de las que se sirven la mayoría de los países, mientras que la energía nuclear es la que menos importancia tiene. En la figura 4 se muestra una gráfica, que ilustra el reparto que ha habido entre los diversos combustibles en el año 2013:

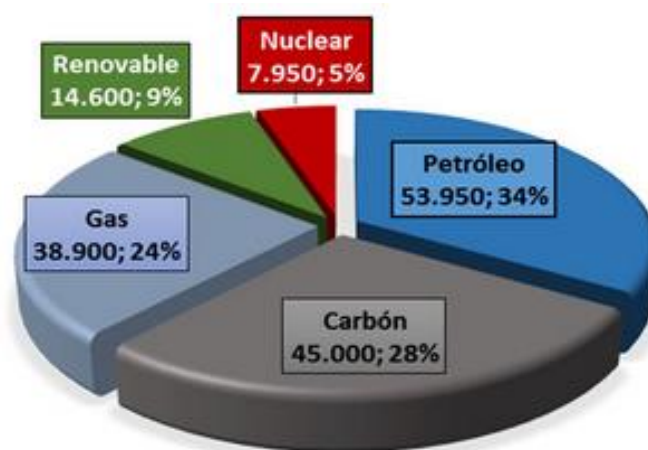


Figura 4. Energía primaria consumida en el mundo en 2013 expresada en TWh

De esta manera se puede observar que, en 2013, los combustibles fósiles han representado el 86% del consumo total de energía, porcentaje que no ha variado significativamente en los últimos 40-50 años. Es decir, se sigue teniendo una gran dependencia al petróleo, gas y carbón. Además, en el caso del petróleo, esa dependencia seguirá siendo inevitable mientras los automóviles y los aviones dependan de él.

La energía resultante que se produce se utiliza para cubrir las principales necesidades de la sociedad de hoy en día: transporte, industria, servicios, sector residencial, etc.

En España el reparto de la energía es el mostrado en la figura 5:



Figura 5. Reparto de energía en España

Se puede observar que el principal consumidor de la energía en España es el transporte, que representa cerca de la mitad del total de energía consumida. Además, algo más del 80 % de la energía destinada al transporte se consume en el transporte por carretera.

Más del 75% de los desplazamientos urbanos se realizan en vehículos privados con un solo ocupante. En la ciudad, el 50% de los viajes en coche son para recorrer menos de 3 km, y un 10% para menos de 500 m. En estos

El transporte público es una solución para bajar este porcentaje tan alto de energía, ya que, por viajero, ocupa 50 veces menos espacio y emite un 70% menos de CO₂ que el vehículo privado. El coche privado es el modo de transporte menos eficiente y más contaminante.

4.2.7. Plan Movele 8.

El Plan Movele es el nombre del Plan de Acción 2010-2012 que se enmarcaba dentro de la Estrategia Integral de Impulso al Vehículo Eléctrico en España 2010-2014, que puso de manifiesto la necesidad de realizar una serie de actuaciones con el objetivo de promover el desarrollo y utilización de los vehículos eléctricos en España a través del fomento de la demanda de estos vehículos, del apoyo a la industrialización e I+D de esta tecnología, facilitando la adaptación de la infraestructura eléctrica para la correcta recarga y gestión de la demanda, y potenciando una serie de programas transversales relacionados con la información, comunicación, formación y normalización de estas tecnologías.

Con el fin de incentivar la demanda del mercado sobre el VE frente a vehículos convencionales, desde el Gobierno de España se ha estimado conveniente un programa de incentivos económicos para su adquisición, por lo que tras el Plan de Acción 2010-2012, se aprobaron lo que se ha definido como Planes MOVELE de ayudas a la adquisición de vehículos eléctricos, que en los años 2013 y 2014 han contado con un presupuesto anual de 10 millones de euros, las cuales se agotaron.

El nuevo Plan Movele 2015 ya está operativo desde abril, tras su aprobación en el BOE (las condiciones y requisitos establecidos se encuentran en el Real Decreto 287/2015, de 17 de abril). Este año se ha proporcionado una cuantía de 7 millones de euros, que supone una ayuda de hasta 5.500 euros para un turismo con más de 90 km de autonomía eléctrica.

El nuevo programa de incentivos mantiene la mayoría de requisitos establecidos en el anterior Movele de 2014 y también los vehículos que se pueden adherir a dicho programa.

La novedad más importante del nuevo Plan Movele 2015 es que desde ahora se requiere a los fabricantes/importadores adheridos que aporten un descuento adicional a la subvención pública. En este caso se trata de que los puntos de venta tendrán la obligación de facilitar a sus clientes la instalación de un punto de recarga con un coste máximo de 1000 euros por vehículo para todas las categorías, excepto en el caso de los

cuadriciclos L6e (cuadriciclo ligero) y L7e (cuadriciclo pesado), en los que esta cantidad será de 150 euros.

Además, este nuevo Plan Movele, no permite que el coche comprado sea superior a 40.000 euros.

Desde que comenzó en 2010 este plan, ha contribuido a la matriculación de unos 10.000 vehículos de estas características en el territorio español hasta la fecha. Con ello se han evitado unas emisiones de CO₂ de unas 150.000 toneladas de CO₂ y el ahorro en combustible alcanza los 300.000 barriles de petróleo.

4.3. Componentes y características de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos.

Un vehículo eléctrico toma la corriente de un punto donde la electricidad es la disponible de ese lugar, la cual, en este caso es alterna 230/ 400 V (dependiendo de si es carga lenta o rápida).

Las baterías almacenan corriente continua y los motores de los vehículos eléctricos, pueden ser de continua o alterna, pero lo más usual es que sean de alterna. Por todo ello, el vehículo debe disponer de una serie de dispositivos de conversión DC-AC y AC-DC y de control.

El dispositivo para cargar la batería debe convertir la tensión de alterna que suministra la estación de recarga a continua (inversor AC/DC) para que se pueda almacenar en las batería. A su vez, la corriente de la batería debe ser suministrada al motor (de corriente alterna), por lo que se debe volver a invertir de nuevo de continua a alterna (inversor DC/AC). Además, los VE suelen tener freno regenerativo, es decir, que el motor genera corriente que va a parar a la batería, por lo que el inversor debe actuar también en sentido contrario (AC/DC).

Los usuarios privados que adquieren un coche eléctrico deben tener un punto de recarga fijo, que puede ser en su domicilio o en una plaza fija de aparcamiento, ya sea en un parking comunitario o en uno público o privado. Pero aparte de poseer un lugar

fijo donde recargar, los propietarios de los VE deberán poder recargarlos en otros lugares, tales como en los aparcamientos de los grandes centros comerciales, en los parkings públicos o privados donde se realice el aparcamiento por horas, e incluso en los lugares previstos por el Ayuntamiento para estos vehículos en las vías públicas.

Las recargas en los domicilios o plazas privadas de una plaza fija, suelen hacerse mediante carga lenta, ya que se espera que el vehículo se cargue por la noche, que son las horas de menos demanda y es más barato, pero las estaciones en los parkings públicos o de pago tienen que contar con los distintos tipos de recarga que haya, por lo menos un mínimo de estaciones de recarga rápida.

Las características de los puntos de recarga son:

- Según los distintos escenarios:
 - Poste: sencillo, doble o múltiple
 - De pared: sencillo, doble o múltiple
 - Con panel de distribución múltiple.
 - Hogar.
- Según el sistema de control carga y/o cobro:
 - Tarjeta de crédito.
 - Tarjetas específicas, de contacto, tipo RFID
 - Llaves.
 - Telepago.
 - Monedero
- Según la seguridad física del punto de recarga:
 - Normal
 - Reforzado
 - Antivandálico
 - Con “cierre de plaza”, es decir, impidiendo el acceso a otros coches.
- Según la seguridad eléctrica: Todos.

4.3.1. Tipos de conectores.

Los conectores son los tipos de enchufes que hay para conectar el vehículo eléctrico a la red de recarga. Hay varios enchufes, con diferente tamaño y propiedades:

-Conector doméstico tipo schuko: es compatible con las tomas de corriente europeas. Tiene dos bornes y toma de tierra y soporta corrientes de hasta 16 A, solo para recarga lenta y sin comunicación integrada.

-Conector SAE J1772, o tipo 1 o Yazaki: es específico para vehículos eléctricos. Tiene cinco bornes, los dos de corriente, el de tierra, y dos complementarios, de detección de proximidad (el coche no se puede mover mientras esté enchufado) y de control (comunicación con la red):

a. Nivel 1: hasta 16 A, para recarga lenta.

b. Nivel 2: hasta 80 A, para recarga rápida.

-Conector Mennekes, o tipo 2: es un conector de tipo industrial, a priori no específico para vehículos eléctricos. Tiene siete bornes, los cuatro para corriente (trifásica), el de tierra y dos para comunicaciones.

a. Monofásico: hasta 16 A, para recarga lenta.

b. Trifásico: hasta 63 A (43,8 kW) para recarga rápida.

-Conector único combinado o CCS: tiene cinco bornes, para corriente, protección a tierra y comunicación con la red. Admite recarga tanto lenta como rápida.

-Conector Scame, o tipo 3: tiene cinco o siete bornes, ya sea para corriente monofásica o trifásica, tierra y comunicación con la red. Admite hasta 32 A (para recarga semi-rápida).

-Conector CHAdeMO: está pensado específicamente para recarga rápida en corriente continua. Tiene diez bornes, toma de tierra y comunicación con la red. Admite hasta 200 A (para recargas ultra-rápidas).

4.3.2. Tipos de recarga.

Los tipos de recarga se especifican según la velocidad de la recarga, es decir, según el tiempo que lleva recargar las baterías, que depende directamente de la potencia disponible. Los tipos que hay son:

-Recarga super-lenta: cuando la intensidad de corriente se limita a 10 A o menos por no disponer de una base de recarga con protección e instalación eléctrica adecuada. La recarga completa de las baterías de un coche eléctrico medio (22-24 kWh de capacidad) puede llevar entre diez y doce horas.

-Recarga lenta o convencional: se realiza a 16 A demandando unos 3,6 kW de potencia. Recargar esas mismas baterías puede llevar entre seis y ocho horas.

-Recarga semi-rápida: se realiza a una potencia de 22-25 kW. La recarga puede llevar una hora u hora y cuarto.

-Recarga rápida: demanda una potencia de 44-50 kW. La recarga de esos 22 a 24 kWh de baterías puede llevar media hora. Lo normal es que no se haga una recarga del 100% sino en torno al 80-90%.

-Recarga super-rápida: la potencia de recarga es todavía más alta que en la anterior, aproximadamente el doble. Se utiliza por ejemplo en el Tesla Model S, con una potencia entre 90-120 kW. Recargar unos 250 km de autonomía viene a requerir unos 20 minutos.

-Recarga ultra-rápida: se considera algo todavía experimental. La potencia de recarga es muy elevada (por encima de 150 kW), y en unos cinco o diez minutos se pueden recargar las baterías. En principio las baterías de iones de litio no soportan la temperatura tan elevada que provoca este tipo de recarga pues deteriora su vida útil.

4.3.3. Modos de carga.

Los modos de carga están relacionados con el nivel de comunicación entre el VE y la infraestructura de recarga, y el control que se puede tener del proceso de carga. Los modos de carga son:

-Modo 1: sin comunicación con la red. Se aplica a una toma de corriente convencional con conector Schuko. Carga en base de toma de corriente normalizada de hasta 16 A y de hasta 250 V de CA monofásica o 480 V de CA trifásica y utilizando los conductores de potencia y de tierra de protección.

El modo de carga 1 no está permitido en algunos países debido a que no se puede descartar su uso en instalaciones que no estén provistas de un dispositivo de corriente residual presente en la instalación. Este modo de carga se contempla únicamente para motocicletas y cuatriciclos y no se recomienda para vehículos grandes, a no ser que estén dotados de sistemas de protección adicionales.

-Modo 2: grado bajo de comunicación con la red. El cable cuenta con un dispositivo de control piloto que sirve para verificar la correcta conexión del vehículo a la red de recarga. Podría seguir usándose un conector Schuko.

Carga en base de toma de corriente normalizada, de hasta 32 A y de hasta 250 V CA monofásico o 480 V de CA trifásica, utilizando los conductores de potencia y de tierra de protección junto con una función de piloto de control y un sistema de protección para las personas contra la descarga eléctrica.

-Modo 3: grado elevado de comunicación con la red. Los dispositivos de control y protecciones se encuentran dentro del propio punto de recarga. Carga utilizando un SAVE (Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico). La base de toma de corriente está provista de 5 ó 7 hilos conductores, según la norma IEC 62192-2, con un máximo de 64 A por fase.

La carga en modo 3 es la recomendada por diversas instituciones nacionales e internacionales (CEN-CENELEC, Orgalime...). Esto es debido a que requiere del uso

de tomas de corriente y conectores exclusivos para la recarga de vehículos eléctricos, especialmente diseñados para aumentar la seguridad de la operación, la gestión de la misma y la interoperabilidad entre distintos fabricantes y países.

-Modo 4: grado elevado de comunicación con la red. El VE se conecta a la red de Baja Tensión (CA) a través de un equipo que incluye un cargador externo que realiza la conversión CA/CC en la instalación fija. Este modo está pensado para carga rápida hasta 400 A (con conector CHAdeMo, por ejemplo).

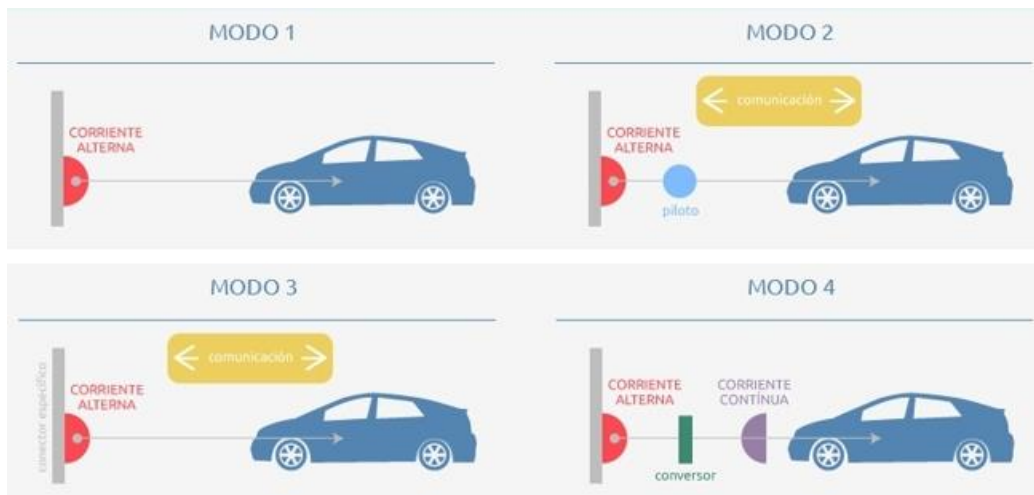


Figura 6. Modos de carga de VE.

5. Emplazamiento.

El Aeropuerto Reina Sofía se encuentra situado en Granadilla de Abona, 38610, perteneciente a Santa Cruz de Tenerife. Su emplazamiento se puede ver definido en la figura 7.



Figura 7. Emplazamiento aeropuerto Reina Sofía.

6. Descripción del edificio.

El Aeropuerto Reina Sofía cuenta con una pista de aterrizaje y despegue y una terminal de pasajeros distribuida en dos plantas.

Además tiene un aparcamiento público para pasajeros que dispone de 806 plazas de las cuales 12 están reservadas para personas discapacitadas, aparcamientos para autobuses: 105 plazas para autobuses y 36 para microbuses, y 540 plazas de aparcamientos para vehículos de alquiler.

La distribución del edificio sería la siguiente:

- Zona de aterrizaje y despegue: 860600 m².
- Zona de terminal de pasajeros 21400 m².
- Zona de aparcamientos públicos 47300 m².
- Zona de aparcamientos para autobuses 9821 m².
- Zona de aparcamientos para coches de alquiler 5405 m².

En este caso sólo interesa la zona de aparcamientos, ya que es donde se colocarán las estaciones de recarga así como los elementos necesarios para que la

instalación fotovoltaica funcione, tales como los módulos fotovoltaicos, las baterías, reguladores e inversores.

7. Reglamentación.

Para que este proyecto se lleve a cabo de forma correcta y siguiendo las normativas se debe que tener en cuenta los siguientes reglamentos, decretos y ordenanzas:

7.1. Normas de carácter estatal.

-Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (BOE de 18/09/02).

-Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales (BOE de 19/11/95).

-Ley 21/1992, de 16 de Julio, de Industria (BOE de 23/07/92).

-Real Decreto 486/1997, de 14 de Abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo (BOE de 23/04/97).

-Real Decreto 485/1997, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de Seguridad y Salud en el trabajo (BOE de 23//04/97).

-Real Decreto 773/97, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección personal (BOE de 12/06/97).

-Real Decreto 314/2006, de 17 de Marzo, por el que se aprueba el código técnico de la Edificación (BOE 28/03/06).

-Real Decreto 614/2001, de 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la Seguridad y Salud de los trabajadores frente al riesgo eléctrico (BOE nº 148 de 21/06/2001).

-Real Decreto 647/2011, de 9 de Mayo, por el que se regula la actividad del gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética (BOE de 23/05/11).

-Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 <<Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos>>, del Reglamento Electrotécnico para baja tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.

-IEC 61851. Sistema conductivo de carga para VE.

7.2. Normas de carácter autonómico.

-Real Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se regula la autorización, conexión y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias (BOC nº 230 de 24/11/2009).

-Ley 1/1998, de 8 de Enero, de Régimen Jurídico de los Espectáculos Públicos y Actividades Clasificadas (BOC nº 6 de 14/01/98).

-Orden de 16 de Abril de 2010, por el que se aprueban las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de ENDESA Distribución Eléctrica S.L.U y Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz S.A.U en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias (BOC nº 81 de 27/04/10).

7.3. Normas UNE.

-UNE 20.324: Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IP).

-UNE 21.1002: Cables de tensión asignada hasta 450/750V con aislamiento de compuesto termoplástico de baja emisión de humos y gases corrosivos. Cables unipolares sin cubierta para instalaciones fijas.

-UNE-EN-50.102: Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra impactos mecánicos externos (código IK).

-UNE 21144-3-2: Cables eléctricos. Cálculos de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 2: Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia.

8. Clasificación de la actividad.

Los tres casos a analizar se pueden clasificar como actividades inocuas ya que no producen molestias, no son peligrosas, nocivas ni insalubres, y el objetivo final de los tres es la producción de corriente eléctrica.

9. Puntos de recarga para vehículos eléctricos en el parking del Aeropuerto Reina Sofía.

Se ha decidido que el número de estaciones de recarga a instalar en el parking del Aeropuerto Reina Sofía sean seis, las cuales trabajarán en alterna. De estas seis estaciones dos serán de carga lenta y las otras cuatro de recarga rápida. Además estas estaciones tendrán un servicio de 12 horas alternándose entre ellas, de forma que siempre haya dos o tres estaciones en funcionamiento. Se ha elegido que funcionen solamente doce horas porque actualmente, el mercado del vehículo eléctrico se está desarrollando y todavía no existen muchos VE en Tenerife.

En los puntos de recarga instalados en el parking del Aeropuerto Reina Sofía se utilizarán los conectores SAE J1772 y el conector único combinado (CCS) (ver capítulo 4.3.1). Se utilizará el SAE J1772 ya que es uno de los conectores más utilizados por las diferentes compañías de vehículos, por lo que se puede asegurar que la gran mayoría

pueda utilizarlo para recarga su vehículo, permitiendo éste tanto la recarga lenta como la rápida. El conector único combinado se ha elegido por si algún vehículo eléctrico no admite el conector SAE J1772 que pueda optar por el CCS, el cual es el estándar de recarga en las viviendas, por lo que todos los vehículos lo llevan incorporado. Este conector sólo permite la recarga lenta.

El modo de carga utilizado será el modo tres (ver capítulo 4.3.3), ya que tiene un grado elevado de comunicación con la red y además cuenta con los dispositivos de protección necesarios, estando éstos en el propio cargador y no en el cable, lo que lo hace más seguro.

Las estaciones de recarga a utilizar son las estaciones DURASTATION en pedestal compacto, ideal para plazas de parking. En este tipo de estaciones de recarga, las bases de enchufe cumplen con el modo 3, por lo que es idóneo para la instalación según las características descritas anteriormente.

La estación DURASTATION cuenta con un indicador LED para ver el estado de carga, sienta verde cuando la estación de carga activa, en verde intermitente cuando el vehículo está conectado pero no cargando, amarillo cuando está cargando y rojo en caso de fallo. Además, tiene protección contra corrientes residuales, sistema de rearme, circuito de control de puesta a tierra y ofrece identificación sin hilos mediante tarjetas con autorización de carga (tarjetas RFID). Su característica esencial es que permite tanto carga rápida como lenta, con una potencia máxima de AC de 22 kW a 400 V y a 32 A (carga rápida) y de 3,6 kW a 230 V y a 16 A (carga lenta).

Las características de estas estaciones de recarga son las mostradas en la figura 8.

Especificaciones

Cumplimiento IEC	Modo 3 para IEC 61851
Interface con el vehículo	IEC 62196 EV Conector tipo 2
Tensión e intensidad nominal	230Vac a 16A ó 400Vac a 32A
Máx. potencia de carga AC^{ca}	22kW (400ac a 32A) ó 3,6kW (230Vac a 16A)
Entrada AC	230Vac solo con L1, N y E a tierra 400Vac solo con L1, L2, L3, N y E a tierra
Interruptor recomendado	En poste, mural, pedestal individual: 1 interruptor 4P-40A ó 2P-20A con circuito dedicado Pedestal doble: 2 interruptores 4P-40A ó 2P-20A con circuito dedicado
Protección a tierra	30mA interruptor diferencial con rearme
Arranque en frío	Arranque aleatorio entre 0 y 15 minutos para protección contra picos
Redes locales	Ethernet CAT5
Protocolo de comunicación	TCP/IP
Lector RFID	Según ISO 15693 e ISO 14443
Potencia en "standby"	5W tipo
Material de la envolvente	Acero inoxidable 304 con protección de poliéster - RAL 9006
Grados de protección	Envolvente IP54-IP44, toma de enchufe IP44
Seguridad	De acuerdo con IEC 61851 e IEC 62196
Protección	6kV a 3kA
Cumplimiento EMI	De acuerdo con IEC 61851-22
Temperatura de funcionamiento	-30°C hasta +50°C
Humedad	Hasta 95% sin condensación
Pesos aproximados	Pedestal individual: 21kg Pedestal doble: 45kg Montaje mural: 15,5kg Montaje en poste: 15,5kg
Dimensiones (AlxAxPxPr)	Pedestal individual: 1250 x 200 x 270mm Pedestal doble: 1250 x 300 x 300mm Montaje mural: 800 x 200 x 237mm Montaje en poste: 800 x 200 x 237mm

Figura 8. Ficha técnica estación de recarga.

9.2. Señalización de las plazas reservadas para la recarga de vehículos eléctricos.

El punto de conexión deberá situarse junto a la plaza a alimentar, e instalarse de forma fija en una envolvente. La altura mínima de instalación de las tomas de corriente y conectores será de 0,6 metros sobre el nivel del suelo. Además, la altura máxima de la estación de recarga será de 1,2 metros y en las plazas destinadas a personas con movilidad reducida, entre los 0,7 y 1,2 metros, de acuerdo con lo establecido en la ITC-BT-52.

En las ocho plazas en las que se encontrarán las estaciones de recarga estará prohibida la parada y estacionamiento de cualquier vehículo que no sea eléctrico. Además, estas plazas tendrán la señalización mostrada en la figura 9.



Figura 9. Señalización de plaza reservada para la recarga de VE.

Adicionalmente, en cada calle del parking en la que están situadas las estaciones de recarga, se colocará una señal indicando la dirección en la que se encuentran. La señal a colocar será como la mostrada en la figura 10.



Figura 10. Señalización de lugar para la recarga de VE.

En el plano 04 se puede ver la localización detallada de los distintos punto de recarga.

10. Análisis de soluciones.

En este capítulo de la memoria se propondrán tres soluciones para la recarga de vehículos eléctricos en el parking del Aeropuerto Reina Sofía.

La propuesta adoptada ha sido la instalación de seis estaciones de recarga, de las cuales cuatro serán de recarga rápida y dos de recarga lenta.

Debido a que las estaciones de recarga rápida consumen una potencia máxima de 22 kW y las de recarga lenta 3,6 kW, la potencia máxima consumida por dichas estaciones, es decir, la potencia total de la instalación es 95,2 kW.

Otra condición de partida es el voltaje de la instalación. Las estaciones de recarga elegidas (ver capítulo 9 de la memoria) trabajan en corriente alterna 230/400 V, por lo que la instalación deberá estar dimensionada para este voltaje de corriente alterna.

Partiendo de estas condiciones, se plantean tres soluciones:

- Caso 1. En este caso, se propone realizar una instalación fotovoltaica aislada para la recarga de vehículos eléctricos. Al tratarse de una instalación fotovoltaica aislada, deberá estar compuesta por módulos fotovoltaicos, baterías, inversor y regulador. Además, para aquellos días en los que los módulos no proporcionen la suficiente energía, se contará con un grupo electrógeno como apoyo a la instalación.

Para esta solución, hay que tener en cuenta la energía real de consumo, ya que de ésta dependerá el número de módulos fotovoltaicos a instalar. Se ha decidido que cada estación funcione un máximo de doce horas al día, de forma que en todo momento estén en funcionamiento dos o tres de ellas. Sabiendo la potencia total de la instalación (95200 W), el número de horas de funcionamiento y el rendimiento de la batería e inversor elegidos, se obtiene que la energía real de consumo es 1,323 MWh/día (capítulo 2 del Anexo 1)

Por otra parte, debido a que los módulos fotovoltaicos y las baterías trabajan en corriente continua ha de fijarse dicho voltaje. Se ha decidido que el voltaje de continua de la instalación sea 420 V.

El esquema de la instalación propuesta en este caso, debe seguir la siguiente estructura:

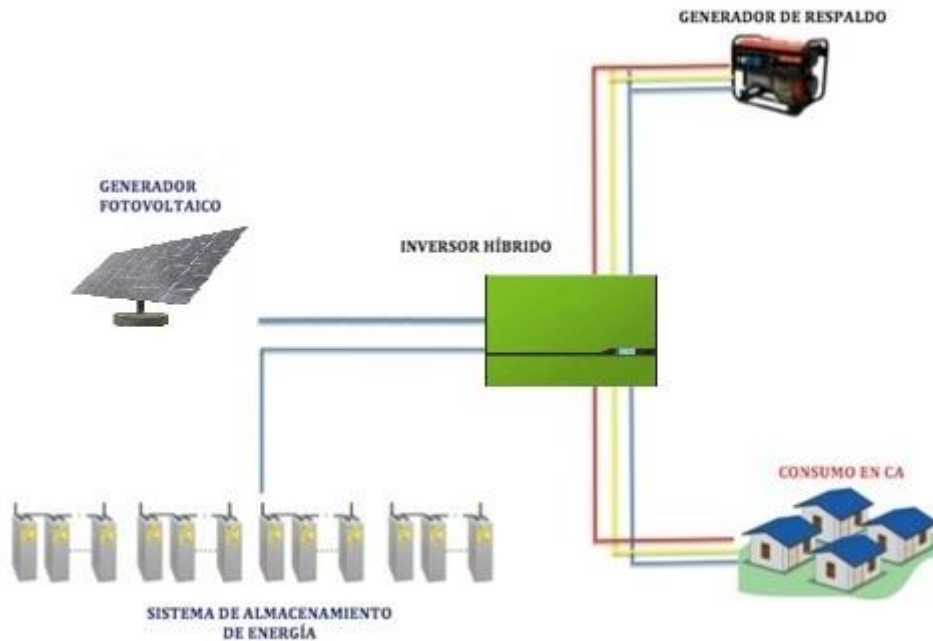


Figura 11. Estructura de la instalación fotovoltaica aislada

- Caso 2. La segunda propuesta es realizar una instalación eléctrica sin fotovoltaica. En este caso, la instalación deberá contar con acometida, caja general de protección, línea general de alimentación, centralización de contadores, derivación individual y dispositivos generales de mando y protección.

Para esta solución, se debe asegurar que se produce la potencia necesaria, es decir, 95,2 kW. Además, al contrario que en el caso anterior, deberá tenerse en cuenta que el voltaje de la instalación es 230/400 V_{AC} ya que es el voltaje necesario para alimentar las estaciones de recarga.

El esquema que deberá seguir esta instalación es el mostrado en la figura 12.

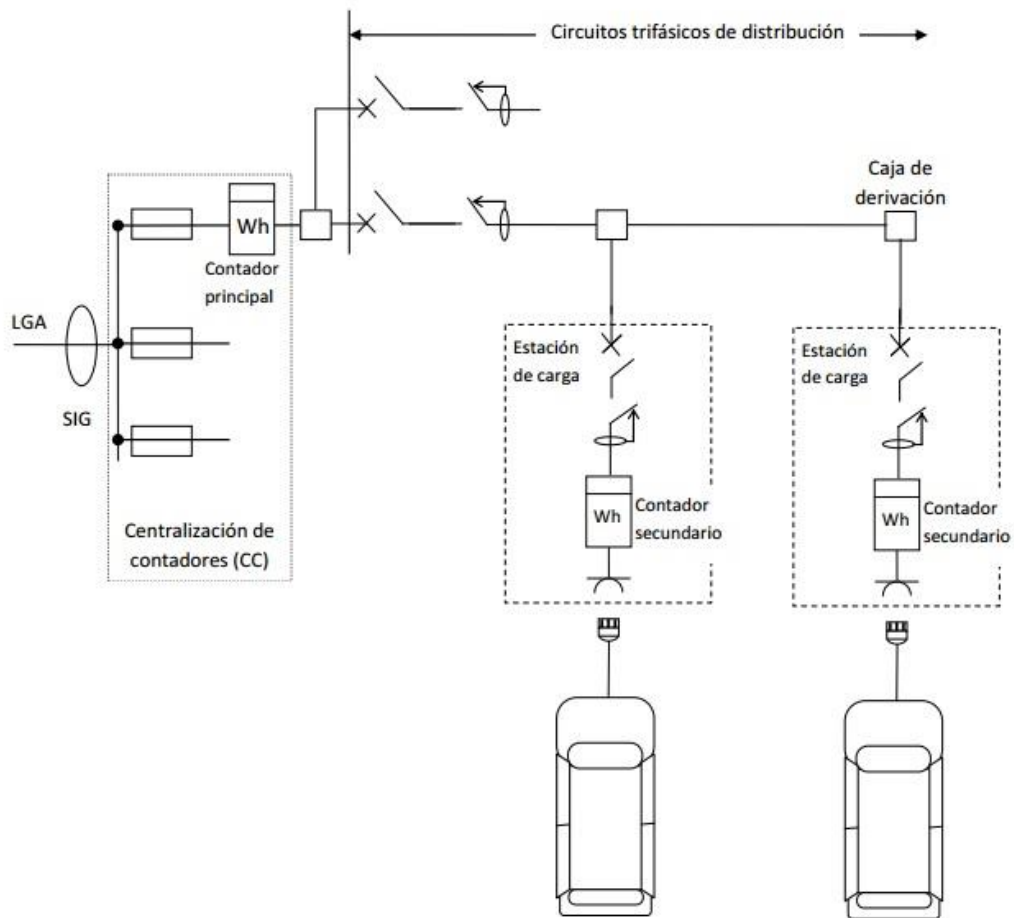


Figura 12. Esquema de la instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctrica

- Caso 3. La última solución consiste en la combinación de las anteriores, es decir, una instalación fotovoltaica conectada a la red. Por tanto, en este caso, se contará con acometida, caja general de protección, línea general de alimentación, centralización de contadores, derivación individual, dispositivos generales de mando y protección, módulos fotovoltaicos, inversor y contador de producción.

En este caso, deberán tenerse en cuenta tanto la potencia como la energía. La potencia es la misma que los casos anteriores, la necesaria consumida por las estaciones de recarga (95200 W) y la energía de consumo en este caso es un poco menor porque sólo se tienen en cuenta las pérdidas en el inversor, es decir, se anulan las pérdidas en las baterías que tenía el caso 1, por lo que la energía necesaria es un poco menor (1,1424 MWh/día). También deberá tenerse en cuenta la tensión de trabajo, es decir, la

tensión de continua (420 V_{DC}) para el dimensionamiento de los módulos, y la tensión de alterna ($230/400\text{ V}_{AC}$) para el dimensionamiento del resto de la instalación.

El esquema que deberá seguir esta instalación es el mostrado en la figura 13.

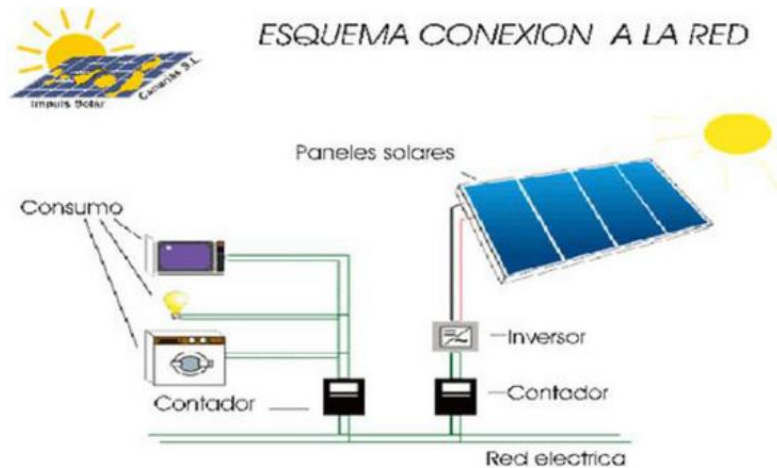


Figura 13. Esquema de instalación fotovoltaica conectada a la red.

Una vez expuestas las tres soluciones propuestas, se procede a detallar cada una de ellas.

10.1. Caso 1. Instalación fotovoltaica aislada para la recarga de vehículos eléctricos.

En el primer caso se realizará una instalación fotovoltaica aislada para la recarga de vehículos eléctricos en el parking del Aeropuerto Reina Sofía.

Tal y como se ha explicado en el capítulo 9 de esta memoria, la instalación contará con los siguientes elementos:

- Módulos fotovoltaicos: son los encargados de generar la energía necesaria para alimentar las estaciones de recarga. Los módulos fotovoltaicos trabajan en corriente continua, por lo que el voltaje en esta parte de la instalación será 420 V_{DC} .
- Baterías: almacenan la energía producida por los módulos. Al igual que los módulos fotovoltaicos, las baterías también trabajan en corriente continua.

- Regulador: controlan el estado de carga de las baterías así como regulan la intensidad de carga con el fin de alargar la vida útil de las baterías.
- Inversor: convierte la corriente continua en corriente alterna.
- Grupo electrógeno: proporciona la potencia necesaria a los receptores en caso de fallo de la instalación. En este caso, se ha decidido que el grupo electrógeno alimente sólo a 3 de las estaciones de recarga instaladas.

A continuación, se procede a desarrollar cada una de los componentes con los que contará la instalación fotovoltaica aislada.

10.1.1. Módulos fotovoltaicos.

A la hora de elegir el módulo fotovoltaico más adecuado para la instalación se ha tenido en cuenta, entre otras características, el rendimiento de todos los módulos. De esta forma, los módulos de silicio amorfo quedan descartados debido a su bajo rendimiento. La siguiente característica a tener en cuenta para esta elección es la diferencia general entre los monocristalinos y los policristalinos, que es que los monocristalinos rinden mejor a pleno sol y los policristalinos rinden más con sol difuso.

La instalación está en una zona que carece de sol muy pocos días al año, por lo que a la larga son más rentables los módulos monocristalinos, ya que serían más eficientes, tanto por el rendimiento como por la forma en que mejor cargan. Estos módulos son más caros que los policristalinos pero su rendimiento es el más alto del mercado por lo que implicaría que el número de módulos a instalar será menor que si se utilizaran módulos policristalinos ya que producirán más potencia. Por ello se han elegido paneles fotovoltaicos monocristalinos, concretamente, los módulos A-320M GSE cuyas características son las mostradas en la Tabla 1:

Características	
Potencia máxima (P_{max})	320 Wp
Tensión en el punto de máxima potencia (V_{max})	38,64 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I_{max})	8,29 A
Tensión en circuito abierto (V_{oc})	46,70 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	8,81 A

Eficiencia	16,43%
------------	--------

Tabla 1: Características del módulo A-320M GSE.

En la figura 14 se puede observar una imagen del modelo de módulo fotovoltaico que se va a utilizar.



Figura 14. Módulo fotovoltaico monocristalino A-320M GSE.

10.1.1.1. Número de módulos fotovoltaicos a instalar.

Para determinar el número de módulos fotovoltaicos que se deben instalar hay que tener en cuenta los siguientes datos:

- La energía real (1,323 MWh/día), que se determina teniendo en cuenta la energía de consumo (1,1424 MWh/día), el rendimiento de la batería elegida (90%) y el rendimiento del inversor elegido (96%). La determinación de estos datos se puede verificar en el Anexo 1.
- La energía que produce un módulo fotovoltaico monocristalino A-320 M GSE al día, determinada por la potencia pico de dicho panel y las horas solares pico (HSP) del peor mes, que en este caso es Diciembre, con un total de 5,62 HSP.

Teniendo en cuenta estos datos, se obtiene que el número de módulos fotovoltaicos a instalar deben ser 737 (ver capítulo 2.1 del anexo 1).

Además del número total de módulos fotovoltaicos, hay que saber el número de ellos que se instalarán en serie y en paralelo. Para determinarlos, hay que tener en cuenta la tensión de continua de la instalación, que en este caso es $420 V_{DC}$ y la tensión a máxima potencia del módulo fotovoltaico, $38,64 V$.

Finalmente, se obtiene que se deben instalar 11 módulos en serie y 67 en paralelo. Cada rama debe tener el mismo número de módulos, es decir, éstas deben ser simétricas para evitar posibles desequilibrios en el conjunto.

La distribución de los módulos puede observarse en el plano 02.

10.1.1.2. Conexión entre los módulos.

La conexión entre cada uno de los módulos se realizará mediante unas cajas de registro situadas en la parte posterior de los paneles. En estas cajas de registro se encuentran los bornes de conexión mediante los cuales se realizan las conexiones serie o paralelo de los módulos.

10.1.1.3. Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos deberán tener una inclinación y orientación específica.

Debido a que el parking del aeropuerto se encuentra en una zona que carece de urbanizaciones o edificios, la orientación más adecuada será colocando los módulos hacia el sur geográfico, sin tener que determinar sombras que produzcan otros edificios sobre los mismos.

Por otra parte, se espera que los consumos sean estables durante todo el año, por lo que el criterio para elegir la inclinación de los módulos ha sido tal que en todos los meses se obtenga una radiación solar constante. Teniendo en cuenta este criterio, el ángulo de inclinación de dichos módulos será 38° . Los cálculos pueden verse detallados en el capítulo 2.1 del anexo 1.

10.1.1.4. Distancia entre módulos fotovoltaicos.

Así como no hay que tener en cuenta las sombras que produzcan otros edificios, debe calcularse la distancia entre módulos, de forma que entre ellos tampoco se produzcan sombras.

Para este cálculo deberá tenerse en cuenta la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila de módulos y la parte baja de la posterior. Teniendo en cuenta que los módulos estarán inclinados un ángulo de 38° y que la longitud de los mismos es 1,955 m, se obtiene que la diferencia de alturas mencionadas toma un valor de 1,53 m.

Por otra parte, para determinar la distancia entre módulos deberá tenerse en cuenta la latitud en la que se encuentra la instalación, que en este caso es $28,046549^\circ$.

Una vez determinados estos dos datos, se obtiene que la distancia entre módulos debe ser como mínimo 2,22 m, de forma que no se produzcan pérdidas por sombras. Estos cálculos pueden verificarse en el capítulo 2.1.1 del anexo 1.

10.1.1.5. Estructura soporte.

Los módulos fotovoltaicos irán instalados sobre marquesinas. Actualmente, el parking del Aeropuerto Reina Sofía cuenta con marquesinas, pero éstas no cubren la superficie necesaria para la instalación de los módulos fotovoltaicos. Por esta razón, deberán retirarse las marquesinas actuales y sustituirse por otras.

Se deberán colocar en los aparcamientos y en los pasos de peatones que sea necesario para que el cableado de las conexiones entre paneles se lleve a cabo sobre dichas marquesinas. Las marquesinas que deberán instalarse serán metálicas, tendrán una altura de 3 metros y un ancho de 5,5 metros. La ubicación concreta de estos elementos puede observarse en el plano 01.

Debido a la inclinación que deben tener los módulos, 38° , deben instalarse estructuras de soporte que les proporcionen esta inclinación. En la figura 15 se puede

observar un ejemplo de cómo quedaría el conjunto módulo fotovoltaico-estructura soporte.



Figura 15. Ejemplo de módulo fotovoltaico montado sobre estructura soporte.

Estas estructuras deberán cumplir con las siguientes especificaciones según el IDAE:

1. La estructura de soporte y sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.
2. La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación.
3. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado, es decir, orientación sur y ángulo de 38° , teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
4. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.
5. La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
6. Los topes de sujeción de los módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.

7. Si la estructura está constituida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
8. Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

10.1.2. Baterías.

Se llama batería a un dispositivo que almacena energía eléctrica por procedimientos electroquímicos y que, en función de la tecnología empleada, la devuelve posteriormente casi en su totalidad.

En la actualidad existen tres tipos de baterías fotovoltaicas: baterías de plomo-ácido, baterías de gel y baterías de electrolito absorbido (AGM).

-Baterías de plomo-ácido: son las más comunes. Se caracteriza por ser una batería no estanca (hay que mantenerla vertical) y que necesita mantenimiento.

-Baterías de gel: son baterías, en teoría, sin mantenimiento, aunque en la práctica hay que rellenarlas con agua destilada

-Baterías AGM: no necesitan mantenimiento, se utilizan con cargadores normales, y casi no producen gases cuando se recargan.

Las tres características que definen una batería son:

1. La cantidad de energía que puede almacenar (Wh).
2. La máxima corriente que puede entregar (descarga).
3. La profundidad de descarga que puede sostener (%). La máxima profundidad de descarga es el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador, para proteger la duración de la misma.

Además de estas tres características, a la hora de elegir la batería adecuada se deben tener en cuenta otros aspectos tales como la capacidad de la batería, los ciclos de vida, la autodescarga... En la tabla 2 se puede observar la comparativa de los tres tipos de batería en base a los parámetros comentados.

CARACTERÍSTICAS	Pb-ácido	Gel	AGM
Profundidad de descarga (%)	55-60	80-90	80-90
Densidad de energía (Wh/kg)	50-60	40-60	40
Autodescarga (%/mes)	3	<2	<2
Ciclos de vida	1500-2000	1500-3000	1500-3000
Vida (años)	3-8	5-15	7-12

Tabla 2. Comparativa de los tres tipos de baterías.

De acuerdo a las características de cada batería se considera que la adecuada para esta instalación es la batería de gel ya que sus características son muy parecidas a la mejor de las tres (AGM) y tendrían un menor coste. Este tipo de batería puede colocarse tanto en vertical como tumbada, lo que permite aprovechar mejor el espacio que se destina a la instalación de las mismas. Además, al no necesitar mantenimiento, no es necesario contar con un operario fijo que esté a cargo de éstas.

Finalmente, la batería elegida para la instalación es la “*batería Sonnenschein A602/520 Solar*”, cuyo aspecto puede observarse en la figura 16. Se ha elegido esta batería teniendo en cuenta las características mencionadas anteriormente, es decir, que sean de gel, que puedan colocarse tanto tumbadas como de pie para ahorrar espacio y que no necesitaran mantenimiento. Este modelo de batería es de gel, que incluye 24 vasos de 2 V, es decir, es de 48 V. Además, no necesita ningún tipo de mantenimiento, su capacidad es de 519 Ah, con una profundidad de descarga del 80% y tiene una vida útil superior a 15 años.



Figura 16. Vaso de batería Sonnenschein A602/520 Solar

En la figura 17 se puede observar la ficha técnica de la batería que se utilizará en la instalación.

Sonnenschein A600 SOLAR											
Technical Data											
Technical characteristics and data											
Type	Part number	Nom. voltage V	Nominal capacity C_{100} 1.85 Vpc 20 °C Ah	Discharge current I_{100} A	Length (l) max. mm	Width (b/w) max. mm	Height (ht) max. mm	Height (hC) max. mm	Weight approx. kg	Terminal	Pole pairs
A602/295 Solar	NGS6020295HS0FA	2	294	2.45	105	208	357	399	19.0	F-M8	1
A602/370 Solar	NGS6020370HS0FA	2	367	3.05	126	208	357	399	23.0	F-M8	1
A602/440 Solar	NGS6020440HS0FA	2	440	3.66	147	208	357	399	27.0	F-M8	1
A602/520 Solar	NGS6020520HS0FA	2	519	4.32	126	208	473	515	30.0	F-M8	1
A602/625 Solar	NGS6020625HS0FA	2	623	5.19	147	208	473	515	35.0	F-M8	1
A602/750 Solar	NGS6020750HS0FA	2	727	6.05	168	208	473	515	39.0	F-M8	1
A602/850 Solar	NGS6020850HS0FA	2	848	7.06	147	208	648	690	49.0	F-M8	1
A602/1130 Solar	NGS6021130HS0FA	2	1131	9.42	212	193	648	690	66.0	F-M8	2
A602/1415 Solar	NGS6021415HS0FA	2	1413	11.7	212	235	648	690	80.0	F-M8	2
A602/1695 Solar	NGS6021695HS0FA	2	1695	14.1	212	277	648	690	95.0	F-M8	2
A602/1960C Solar	NGS6021960HS0FB	2	1959	16.3	212	277	717	759	115	F-M8	2
A602/2600 Solar	NGS6022600HS0FA	2	2613	21.7	216	400	775	816	160	F-M8	3
A602/3270 Solar	NGS6023270HS0FA	2	3266	27.2	214	489	774	816	198	F-M8	4
A602/3920 Solar	NGS6023920HS0FA	2	3919	32.6	214	578	774	816	238	F-M8	4

Capacities $C_1 - C_{120}$ (20 °C)							
Type	C_1 1.67 Vpc	C_2 1.75 Vpc	C_5 1.77 Vpc	C_{10} 1.80 Vpc	C_{20} 1.85 Vpc	C_{50} 1.85 Vpc	C_{100} 1.85 Vpc
A602/295 Solar	123	167	193	218	266	294	294
A602/370 Solar	154	209	241	272	357	367	367
A602/440 Solar	185	251	290	326	429	440	440
A602/520 Solar	229	307	342	380	505	519	519
A602/625 Solar	275	369	410	456	606	623	623
A602/750 Solar	321	431	479	532	707	727	727
A602/850 Solar	367	513	626	681	829	848	848
A602/1130 Solar	489	684	834	906	1105	1131	1131
A602/1415 Solar	612	855	1043	1135	1382	1413	1413
A602/1695 Solar	734	1026	1252	1363	1658	1695	1695
A602/1960C Solar	824	1209	1359	1573	1937	1959	1959
A602/2600 Solar	1047	1548	1782	2025	2547	2613	2613
A602/3270 Solar	1309	1935	2228	2532	3184	3266	3266
A602/3920 Solar	1571	2322	2673	3038	3821	3919	3919

Figura 17. Ficha técnica de la batería Sonnenschein A602/520 Solar

A la hora de determinar el número de baterías con las que contará la instalación, hay que tener en cuenta el número de días de autonomía que tendrá la instalación, el voltaje de la batería, la energía real que consume la instalación y la máxima profundidad de descarga de la batería elegida. Se ha decidido que el número de días de autonomía sea tres, ya que se considera que el lugar en el que está situada la instalación carece de sol muy pocos días al año. En cuanto al voltaje y máxima profundidad de descarga de la batería, son 48 V y 80% respectivamente.

Tomando como base estos datos, se obtiene que la instalación contará con 207 baterías de las características citadas anteriormente, asegurando así el correcto funcionamiento de la instalación. La determinación de la distribución de las baterías se desarrolla en el capítulo 2.2 del anexo 1 de este proyecto, quedando de la siguiente manera: 24 ramas de baterías en paralelo, conectándose en cada rama nueve baterías en serie.

Las baterías se colocarán dentro de una caseta de hormigón que asegure que ninguna persona ajena a la instalación tenga acceso a las mismas. Debido a que cada batería, compuesta por 24 vasos de 2 V cada uno, tiene una dimensión de 0,756 x 0,832 x 0,515 m, se ha decidido distribuir las baterías en seis estanterías. Cada estantería tendrá 4 ramas de baterías en paralelo, con nueve baterías en serie en cada rama. De esta forma se cumple con las especificaciones detalladas en el capítulo 2.2 del anexo de cálculos, en las que se indica que se debe tener 24 ramas de baterías en paralelo, contando cada rama con nueve baterías en serie.

De acuerdo a esta distribución y a las medidas de cada batería, se requiere que las dimensiones de la caseta de baterías sea 8x6x2 m.

En la figura 18 se puede observar un ejemplo de cómo sería la estructura de las estanterías en las que se colocarían las baterías.



Figura 18. Estructura interna del armario de baterías.

La situación de la caseta donde se alojan las baterías puede observarse en los planos 02 y 04.

Las baterías conviene situarlas en un recinto con ventilación natural, pero protegidas de la intemperie para evitar los efectos atmosféricos. En este caso, al estar almacenadas en una caseta, se optará por utilizar ventilación forzada.

Se utilizarán dos sistemas de ventilación forzada, asegurando que en todo momento la caseta posea la ventilación requerida. Los sistemas utilizados serán un extractor eólico y un extractor solar, manteniendo así el uso de las energías renovables.

Los extractores eólicos, como su nombre indica, funcionan con la energía del viento exterior y por efectos del diferencial de temperaturas externa e interna bajo cubierta de la edificación. Los extractores eólicos proporcionan una renovación permanente de aire las 24 horas del día.

La caseta contará con un extractor eólico, con un diámetro de 600 mm, proporcionando un caudal de extracción de $600 \text{ m}^3/\text{h}$.

Por otro lado, los extractores solares utilizan la energía solar fotovoltaica para su funcionamiento. La energía del módulo alimenta un electro ventilador que desarrolla un régimen variable de revoluciones en función de la radiación solar del momento.

Para expulsar el aire caliente y viciado del habitáculo se utilizará un extractor fotovoltaico. Este extractor es el IG-14, cuyas dimensiones son 275x360x210 mm, y su diámetro 250 mm. Su capacidad de extracción es 1400 m³/h.

En las figuras 19 y 20 se pueden observar el extractor eólico y el extractor fotovoltaico que dispondrán ambas casetas.



Figura 19. Extractor eólico E24

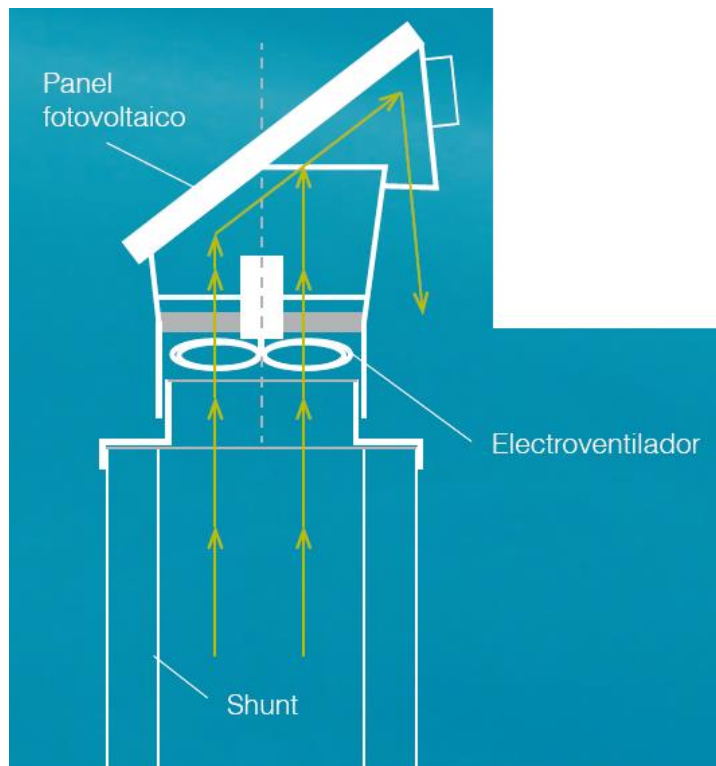


Figura 20. Extractor fotovoltaico IG-14.

10.1.3. Regulador/Inversor.

El regulador es el dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas profundas. Protege a la batería controlando constantemente el estado de carga de la misma y regulando la intensidad de carga de ésta para alargar su vida útil. El proceso de carga se realiza desde el generador fotovoltaico y el proceso de descarga a través de los elementos de consumo eléctrico del sistema global.

El inversor fotovoltaico es el componente tecnológico más importante de toda la instalación fotovoltaica ya que convierte la corriente continua generada en las células del panel fotovoltaico en corriente alterna apta para la red, ya sea para autoconsumo o para inyectar a la red pública.

Las características de funcionamiento que definen un inversor DC/AC son:

- Potencia Nominal (kW)
- Tensión Nominal de Entrada (V)
- Tensión Nominal de Salida (V)
- Frecuencia de operación (Hz)
- Rendimiento (%)

Se ha decidido utilizar en la instalación a dimensionar un inversor híbrido. La característica principal de este tipo de inversores es su capacidad de generar electricidad a partir de recursos solares, eólicos, de baterías, de red o de grupos electrógenos. Estos inversores han sido diseñados para poder sumar las energías provenientes de las diferentes fuentes y al mismo tiempo poder controlar todas las aportaciones energéticas desde un único sistema.

A la hora de elegir dicho inversor híbrido se ha tenido en cuenta la corriente máxima que va a circular por la instalación (590,27 A), la tensión de trabajo de las baterías (420 V_{DC}) y la potencia máxima necesaria a la salida (95200 W).

El inversor-regulador híbrido permite controlar el voltaje de las baterías y adecuar la parte de continua a dicho voltaje a la vez que es capaz de invertir el voltaje de las baterías cuando sea necesario aportar energía a los receptores a través de las mismas. Además permite que la energía que el módulo produce y que no consumen los receptores pueda almacenarse en las baterías.

Para las características de esta instalación se ha elegido utilizar el inversor híbrido trifásico Zigor Solar HIT3C, el cual cuenta con las siguientes características:

- Entrada de red y Grupos electrógenos.
- Entrada de turbinas eólicas y planta solar a través de regulador interno.
- Entrada de baterías.
- Fácil acceso a la información desde cualquier navegador.
- Monitorización en el frontal del equipo con LCD.
- Aislamiento galvánico a través del transformador.
- Protección contra polarizaciones inversas, cortocircuitos, sobretensiones y fallo de aislamiento con salida de relé.

El regulador de este inversor tiene una avanzada tecnología de control de baterías, asegurando la máxima vida útil del sistema de almacenamiento. La temperatura de las baterías puede ser controlada en todo momento, garantizando así su correcto funcionamiento.

En la figura 21 se puede observar dicho inversor/regulador:



Figura 21. Inversor híbrido Zigor Solar HIT3C.

Se colocarán 3 inversores/reguladores en paralelo que distribuirán la intensidad total máxima de la instalación, de forma que se pueda utilizar el regulador elegido, ya que puede soportar la máxima corriente que circula por la rama y se adecúa a la tensión de trabajo de las baterías. Las salidas de estos tres inversores híbridos irán conectadas al cuadro de protección AC, donde se realizará la integración de éstos con los receptores AC, que son los que consumirán la potencia final.

Los cálculos correspondientes a la elección del inversor híbrido se han llevado a cabo en el capítulo correspondiente en el anexo de cálculos de este proyecto (capítulo 2.3).

La situación y conexión de los inversores híbridos se puede observar en los planos 02,03 y 04.

En la figura 22 se podrá observar las características de trabajo de este componente:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
Modelo	ZIGOR SOLAR HIT3C 30	ZIGOR SOLAR HIT3C 60	ZIGOR SOLAR HIT3C 100	ZIGOR SOLAR HIT3C 160
Referencia	D16288 (400V) D16289 (220V)	300552 (400V) 300553 (220V)	D16290 (400V) D16291 (220V)	303675 (400V)
Potencia continua de salida	30 kW	50 kW	100 kW	150 kW
Potencia PV recomendada	≥ 31 kWp	≥ 52 kWp	≥ 105 kWp	≥ 157 kWp
Frecuencia nominal de salida	50 / 60 Hz			
Factor de potencia a plena carga	>0,99			
Máx. corriente de salida por fase	83/45 A	139/76 A	278/152 A	228 A
Distorsión de tensión AC	<3% a plena carga (2,5%)			
Tensión nominal de salida	208/220/240 ó 380/400/440 Vdc (3F+N)			380/400/440 Vdc
Máxima eficiencia	>96% (incluye transformador)			
Eficiencia MPPT	99%			
Consumo interno en funcionamiento	<1% a plena carga			
Transformador de aislamiento	Interno			
Seccionadores AC/DC	Interno			
Monitorización y supervisión	Autochecking / Registro de datos y eventos / Software gráfico de comunicaciones			
Pantalla de usuario	Display de 2 líneas, teclado y 3 leds			
Comunicaciones externas	Estándar: Ethernet, SNMP Opción: Módem GSM			
ENTRADA GRUPO ELECTROGENO				
Potencia nominal	≥ 30 kW	≥ 50 kW	≥ 100 kW	≥ 150 kW
Tensión nominal	208/220/240/380/400/440 Vdc (3F+N)			
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz			
Corriente máx. por fase	139/76 A	194/106 A	389/213 A	289 A
BATERÍA				
Tensión nominal	350 Vdc			
Rango de tensión	300 / 420 Vdc			
Corriente máx. de carga	50 A	50 A	100 A	100 A
Corriente máx. de descarga	103 A	173 A	350 A	500 A
ENTRADA PV				
Rango de tensión MPPT	420 / 700 Vdc			
Corriente máxima	74 A	125 A	250 A	375 A
Tensión máxima	880 Vdc (1)			
Numero de entradas	1			
INFORMACIÓN GENERAL				
Rango de temperatura	-10°C a +50°C			
Refrigeración	Aire forzado y control de ventilador externo (6 A)			
Humedad relativa	0% a 95% sin condensación			
Altitud de operación	<1000 m sin pérdida de potencia			
Grado de protección	IP21 - estándar			
Dimensión armario (Altura x F) (mm)	1950x1200x630 (modelo 400 Vdc)	2150 x 1600 x 630		
Peso aproximado armario	830 kg	850 kg	1320 kg	1450 kg
NORMATIVAS				
Marco	CE			
Directivas	2006/95/CEE-93/68/CEE 2004/108/CEE			
Normativas	IEC-62109-1			

Figura 22. Ficha técnica inversor híbrido Ingecon Sun Storage 125.

Los inversores híbridos irán colocados lo más cerca posible de la caja de protección de AC, a la que se conectan, y de los receptores.

Los inversores híbridos se colocarán en una caseta, al lado de la de las baterías, en la que se garantice que ninguna persona ajena a la instalación pueda acceder a ella, y protegiendo así dichos elementos de los fenómenos adversos. Dicha caseta tendrá unas dimensiones de 4,5x3x2 m ya que las dimensiones de cada inversor son 1,2x0,63x1,95 m.

Además de los elementos ya mencionados, irán colocada en dicha caseta la caja de protección de AC, por seguridad.

La distribución y ubicación de dichas casetas puede contemplarse en el plano 02.

Para evitar el sobrecalentamiento, las casetas deberán disponer de la ventilación suficiente. Como sistema de ventilación se utilizarán ventiladores eólicos y solares, al igual que en las casetas de las baterías.

La caseta contará con 3 ventiladores eólicos y 2 solares, siendo ambos de las mismas características que los instalados en la caseta de las baterías.

10.1.4 Otros materiales.

Además de los elementos descritos anteriormente, se va a utilizar una caja de protección y conexión AC, en la que irán conectados los inversores híbridos y donde se llevará a cabo la integración de éstos con las estaciones de recarga. De esta forma se consigue que en esas secciones de cableado (calculadas en el anexo de cálculos de este proyecto, capítulo 2.2.5.3) circule menos intensidad y sea más seguro manejarlos en tareas de mantenimiento o montaje.

10.1.5 Puesta a tierra.

La puesta a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo, según indica la ITC-BT-18.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra, según lo especificado en la ITC-BT-18 deben ser tales que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra este conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en la ITC-BT.24 y los requisitos particulares de las Instrucciones Técnicas aplicables a cada instalación.

- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
- Contemplan los posibles riesgos debidos a la electrolisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

La instalación se encuentra en Granadilla de Abona, por lo que la resistividad toma un valor de $3000 \Omega \cdot m$, ya que el suelo donde se encuentra situada la instalación es suelo pedregoso (ITC-BT-18).

Se ha estudiado dos soluciones para la puesta a tierra de esta instalación, los cuales han sido:

- Puesta a tierra mediante picas enterradas verticalmente: Se contaría con 41 picas de 2 metros de largo conectadas en paralelo. Dichas picas deben tener una separación entre ellas de 4 m, el doble de su longitud según la ITC-BT-18 y tendrán una resistencia total de tierra de $36,585 \Omega$.
- Puesta a tierra mediante un conductor desnudo de cobre enterrado horizontalmente: Se ha pensado en un conductor desnudo de cobre enterrado en una zanja que rodee la instalación. Dicho conductor deberá tener una longitud mínima de 162,16 m para que la resistencia de tierra sea inferior a 37Ω y contará con dos arquetas donde irán conectadas las puestas a tierra de la instalación, concretamente la puesta a tierra de los receptores y de las estructuras y módulos fotovoltaicos.

Finalmente se ha optado por la segunda solución, la puesta a tierra mediante el conductor desnudo de cobre enterrado, ya que es más económico y su montaje es más sencillo (ver capítulo 2.4 del Anexo 1).

Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deben de ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión, de forma que comprometa las características del diseño de la instalación.

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos. Siguiendo estas especificaciones, dadas por el IDAE, se deben conectar a tierra las estructuras de los paneles y las partes metálicas de éstos y además, los receptores de la instalación también deben ir conectados a tierra, ya que la instalación supera los 48 V.

Dichos equipos deben contar con un conductor de protección el cual se elige según lo especificado en la ITC-BT-19. Los conductores de protección seleccionado para dichos equipos son:

- Para los módulos fotovoltaicos y sus estructuras se contarán con conductores de protección de 50 mm² y 60 mm² de sección (Ver capítulo 10.1.6).
- Para los receptores se utilizarán conductores de protección de 6 mm² de sección.

10.1.6. Cableado.

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente (Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, RBT, RD 1578/2008, RD 1663/2000).

Elegir una sección adecuada es imprescindible, ya que una mala elección puede suponer una caída de tensión más elevada en el conductor, lo que significa un aumento de temperatura pudiendo llegar a su ruptura.

Para el cálculo del cableado se ha tenido en cuenta el criterio de caída de tensión, el criterio de calentamiento y la sección mínima. Para las caídas de tensión se han utilizado las especificadas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE, las cuales varían en función de los equipos que se interconectan y son:

- Caída de tensión entre generador y regulador: 3%
- Caída de tensión entre regulador y batería: 1%
- Caída de tensión entre inversor y batería: 1%
- Caída de tensión entre regulador e inversor: 1%

- Caída de tensión entre inversor/regulador y equipos: 3%

Los conductores positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados de acuerdo a la normativa vigente.

La sección del cableado empleado se ha calculado en el “capítulo 2.5 del anexo de cálculos” en el que se puede comprobar que los conductores seleccionados cumplen las especificaciones de caída de tensión, calentamiento y cortocircuito. Este tipo de conductor tendrá una tensión asignada de 0,6/1 kV como se indica en la ITC-BT-20. Por tanto, cumpliendo con esta premisa, el cable seleccionado tendrá esa tensión asignada y será del tipo XLPE.

La instalación será enterrada bajo tubo en su mayoría, es decir, los cables discurrirán de un equipo a otro enterrados bajo tubo (Tabla D ITC-BT-19), excepto los paneles fotovoltaicos, que serán instalados sobre rejilla (en las marquesinas del parking) y la conexión de los inversores a la caja de protección de AC, que será empotrada (Tabla A-25-1 bis de la ITC-BT-19).

El resumen de los resultados de las secciones elegidas de los conductores es el mostrado en la tabla 3:

Circuito	Sección en tabla	Sección (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
Panel 1 (23 módulos)-In/R1	E-12	120	70
Panel 2 (22 módulos)-In/R2	E-12	95	50
Panel 3 (22 módulos)-In/R3	E-12	120	70
Batería 1-In/R1	D	70	35
Batería 2-In/R 2	D	70	35
Batería 3-In/R 3	D	70	35
In/R 1- Caja prot. AC	B1-8	70	35
In/R 2- Caja prot. AC	B1-8	70	35
In/R 3- Caja prot. AC	B1-8	70	35
Caja prot. AC-recep. AC lentos	D	6	6
Caja prot. AC-recep. AC rapidos	D	6	6
Grupo Electrógeno1-I/R1	D	70	35

Tabla 3. Secciones normalizadas seleccionadas.

Para el circuito de corriente continua se utiliza el siguiente código de colores:

-Rojo: para el polo positivo.

-Negro: para el polo negativo.

Para la parte alterna de la instalación, los conductores deben ser fácilmente identificables, empleándose el azul claro para el neutro, negro marrón o gris para las fases y verde-amarillo para el de protección.

El conductor de protección en esta parte de la instalación se utiliza para unir las masas de la instalación y los elementos metálicos que puedan existir o cualquier otra masa importante de la instalación, con las líneas de tierra. Dichos conductores se calculan según la Tabla 2 de la ITC-BT.18:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Figura 23. Tabla 2 ITC-BT-18. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Los conductores de protección de la instalación tendrán las siguientes secciones, las cuales se han calculado siguiendo las especificaciones de la figura 23.

Circuito	Sección (mm ²)	Sección conductor protección (mm ²)
Panel 1 (23 módulos)-In/R1	120	60
Panel 2 (22 módulos)-In/R2	95	50
Panel 3 (22 módulos)-In/R3	120	60
Caja prot. AC-recep. AC lentos	6	6
Caja prot. AC-recep. AC rapidos	6	6

Tabla 4. Conductores de protección seleccionados.

10.1.7. Canalizaciones o tubos de protección.

Serán tubos flexibles de un diámetro que permita la correcta instalación y extracción de los cables o conductores aislados. Su diámetro, según la ITC-BT-21, se elegirá en función de la sección del cable o conductor y del número de cables que se vayan a alejar en el interior del tubo.

Las tablas utilizadas, por consiguiente, para la elección del diámetro de las canalizaciones son: la Tabla 2, la Tabla 5 y la Tabla 9 de la ITC-BT-21. Utilizándose la Tabla 2 para las canalizaciones de los conductores que se colocarán sobre las marquesinas, la Tabla 5 para los conductores empotrados y la Tabla 9 para los conductores enterrados.

Las características de las canalizaciones serán: la resistencia a la compresión será de grado 450 N y resistencia al impacto de grado normal, ya que se trata de un suelo ligero, deben ser flexibles, aislantes y no propagadores de llama. Estas características siguen las especificaciones de lo indicado en las normas UNE-EN 50086-2-3 y la UNE-EN 50086-2-4.

Según la ITC-BT-21 del REBT la instalación de los tubos y puesta en obra deberá cumplir las siguientes premisas:

- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan el lugar donde se efectúa la instalación.
- Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores.
- Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección inadmisibles. Los radios mínimos de curvatura para cada clase de tubo serán los especificados por el fabricante conforme a UNE-EN 50086-2-2.
- Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocarlos y fijados éstos y sus accesorios, disponiendo para ello los registros que se consideren convenientes.

- Los registros podrán estar destinados únicamente a facilitar la introducción y retirada de los conductores en los tubos.
- Durante la instalación de los conductores, para que su aislamiento no pueda ser dañado por su roce con los bordes libres de los tubos, los extremos de estos, cuando sean metálicos y penetren en una caja de conexión o aparato, estarán provistos de boquillas con bordes redondeados o dispositivos equivalentes, o bien los bordes estarán convenientemente redondeados.

Las canalizaciones escogidas para las secciones calculadas son las mostradas en la tabla 5.

Circuito	Sección (mm ²)	Sección en Tabla	Canalización (mm)
Panel 1 (23 módulos)-In/R1	120	Tabla 2	75
Panel 2 (22 módulos)-In/R2	95	Tabla 2	63
Panel 3 (22 módulos)-In/R3	120	Tabla 2	75
Batería 1-In/R1	70	Tabla 9	125
Batería 2-In/R 2	70	Tabla 9	125
Batería 3-In/R 3	70	Tabla 9	125
In/R 1- Caja prot. AC	70	Tabla 5	63
In/R 2- Caja prot. AC	70	Tabla 5	63
In/R 3- Caja prot. AC	70	Tabla 5	63
Caja prot. AC-recep. AC lentos	6	Tabla 9	50
Caja prot. AC-recep. AC rapidos	6	Tabla 9	50
Grupo Electrógeno 1-I/R1	70	Tabla 9	125

Tabla 5. Elección de las canalizaciones.

10.1.8. Protecciones.

Los circuitos monofásicos se protegerán con fusibles, cuya intensidad nominal y poder de corte son los mostrados en la tabla 6.

Circuito	In fusible	Poder de corte
Panel 1 (23 módulos)-In/R1	250	10
Panel 2 (22 módulos)-In/R2	200	10
Panel 3 (22 módulos)-In/R3	200	10
Batería 1-In/R1	200	150
Batería 2-In/R 2	200	150

Batería 3-In/R 3	200	150
------------------	-----	-----

Tabla 6. Tabla protecciones circuitos monofásicos

El resto de circuitos, al ser trifásicos contarán con magnetotérmicos y diferenciales. El valor de la intensidad nominal de los magnetotérmicos elegidos, así como su poder de corte son los que se especifican en la tabla 7.

Circuito	Intensidad nominal del magnetotérmico (A)	Poder de corte (kA)
Inversor/regulador1-Caja prot. AC	160	60
Inversor/regulador2-Caja prot. AC	160	60
Inversor/regulador3-Caja prot. AC	160	60
Caja prot. AC-Recep. AC lentos	20	6
Caja prot. AC-Recep. AC rápidos	40	3

Tabla 7. Tabla valores magnetotérmicos de los circuitos trifásicos de la instalación

Los diferenciales serán los mostrados en la tabla 8.

Circuito	Intensidad nominal del diferencial (A)	Sensibilidad (mA)	Nº de polos
Inversor/regulador1-Caja prot. AC	160	30	4P
Inversor/regulador2-Caja prot. AC	160	30	4P
Inversor/regulador3-Caja prot. AC	160	30	4P
Caja prot. AC-Recep. AC lentos	25	30	2P
Caja prot. AC-Recep. AC rápidos	63	30	4P

Tabla 8. Tabla valores de los diferenciales de los circuitos trifásicos de la instalación

10.1.9. Grupo electrógeno.

En la solución que se está analizando se quiere evitar la solicitud de un nuevo punto de conexión a Endesa, puesto que se espera que en Granadilla de Abona los días sin sol sean muy pocos, y casi ninguno seguido, y pedir un nuevo punto de conexión a Endesa para conectar las estaciones a la red, en caso de emergencia o fallo, para conectarlas muy pocos días al año no es viable. Por ello se ha pensado en la utilización de un grupo electrógeno de apoyo. Este grupo electrógeno permitiría alimentar directamente a la instalación en caso de avería de la misma o descarga de las baterías por exceso de consumo o falta de sol.

Un grupo electrógeno está compuesto por un motor diesel, de gas o de gasolina y por un alternador, cuyo montaje permite producir energía eléctrica. Se utilizan principalmente en aplicaciones que pueden tener situaciones de emergencia, generalmente, para paliar los problemas de los cortes de corriente, aunque también se utilizan en lugares aislados como fuente principal de corriente cuando falla la red eléctrica.

Se ha pensado en el empleo de un grupo electrógeno de apoyo como la solución para el problema que puede darse en la instalación dimensionada de quedarse sin energía debido a que las baterías se descarguen porque se hayan superado los días de autonomía o porque se produzca un fallo en la instalación.

El grupo electrógeno elegido es el JCB G144QX, el cual permite el arranque automático. Se trata por tanto de un grupo de continuidad, el cual, ante un fallo de la red, pasa automáticamente a encargarse del suministro a los circuitos de consumo. Su puesta en marcha ha de realizarse en el tiempo más breve posible (tiempo cero). Este grupo alimentará a tres de las seis estaciones de recarga, garantizando así que la demanda pueda llegar a cubrirse.

El inversor híbrido permite, además, conectar este grupo directamente a él, de forma que en el propio inversor se programe el momento en que el grupo debe entrar a funcionar (descarga de las baterías, fallo de la instalación...) y cuando se debe

desconectar. De esta forma, utilizar un grupo se presenta como una solución sencilla y viable.

No se calcularán protecciones para este elemento porque se ha supuesto que vienen integradas en el propio grupo.

Las características del grupo electrógeno con el que contará la instalación son las mostradas en la figura 24.



Gama de generadores insonorizados JCB G8QX – G600QX

Model	50Hz				60Hz			
	Prime kVA	Prime kW	Standby kVA	Standby kW	Prime kVA	Prime kW	Standby kVA	Standby kW
G8QX	7.8	6.2	8.6	6.9	9.3	7.5	10.2	8.2
G8QX*	8.4	6.7	9.2	7.4	10	8	11.25	9
G13QX	12.3	9.8	13.3	10.7	15	12	16.5	13.2
G13QX*	12.8	10.3	13.8	11	15	12	17.5	14
G17QX	16	12.8	17	13.6	20	16	21.2	17
G22QX	20	16	22	18	25	20	28.7	23
G22QX*	18	14.4	19	15.2	20	16	21.25	17
G33QX	31	25	33	27	37.5	30	40	32
G33QX*	25	20	26	21	27.5	22	28.75	23
G45QX	41	33	45	36	50	40	52.5	42
G45QX*	34	27	36	28	40	32	42.5	34
G65QX	60	48	66	52.8	75	60	80	64
G90QX	80	64	88	70.4	86.9	69.5	96	76.8
G115QX	110	88	120	96	101	80.9	110.9	88.7
G144QX	130	104	143	114	143.2	115	152.5	126
G175QX	160	128	175	140	172.5	138	190	152
G220QX	200	160	220	176	225	180	250	200
G275QX	250	200	275	220	283	226	306	245
G330QX	300	240	330	264	334	267.8	382	306
G400QX	350	280	400	320	375	300	413	300
G440QX	400	320	440	352	436	350	460	368
G500QX	455	364	500	400	-	-	-	-
G550QX	502	402	550	440	500	400	545	436
G600QX	550	440	590	472	552.5	442	600	480

Figura 24. Características del grupo electrógeno YD30.

10.2. Caso 2. Instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.

En este caso, se realizará una instalación eléctrica sin fotovoltaica para la recarga de vehículos eléctricos en el parking del Aeropuerto Reina Sofía. Tal y como se ha especificado en el capítulo 10 de este documento, los elementos que tendrá esta

instalación son: acometida, caja general de protección, línea general de alimentación, centralización de contadores, derivación individual y dispositivos generales de mando y protección.

10.2.1. Potencia total.

La carga total de la instalación, es decir, la carga correspondiente a las estaciones de recarga es 95,2 kW.

No existe ninguna normativa específica en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión para la recarga de vehículos eléctricos en aparcamientos públicos o privados, por lo que se dimensionará para la carga total de la instalación.

10.2.2. Instalación de baja tensión.

De acuerdo con la ITC-BT-52, el esquema de la instalación será el esquema 1a, mostrado en la figura 25. Este es el esquema para una instalación colectiva troncal con contador principal en el origen de la instalación y contadores secundarios en las estaciones de recarga.

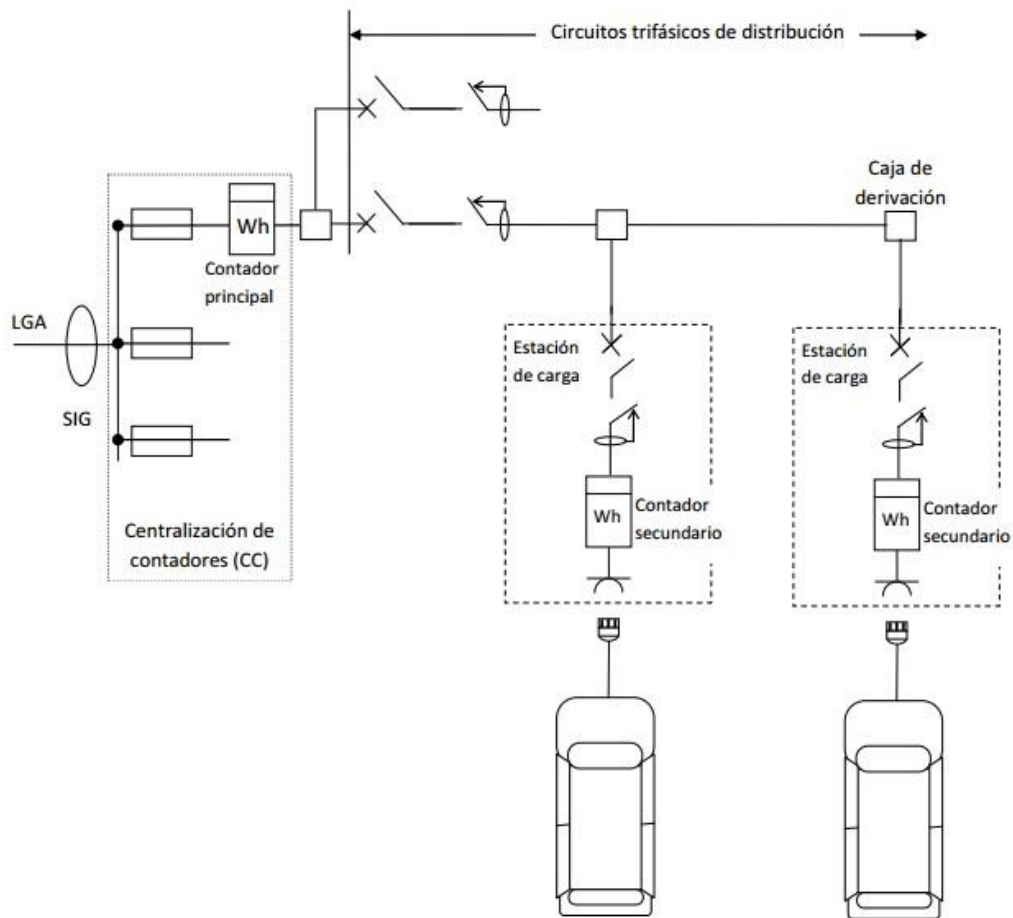


Figura 25. Esquema 1a. Instalación colectiva troncal con contador principal en el origen de la instalación y contadores secundarios en las estaciones de recarga.

En este caso, al ser un elemento opcional, se ha decidido no instalar el SIGC (Sistema Inteligente de Gestión de Carga).

10.2.2.1. Acometida.

En base a la ITC-BT-11 y atendiendo a las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace de UNELCO, la acometida se realizará de manera subterránea desde el punto de conexión concedido hasta la Caja General de Protección.

Al ser una red de distribución subterránea, se realizará de acuerdo con lo indicado en la ITC-BT-07. En base a esta instrucción, los cables serán de cobre, unipolares aislados XLPE, de tensión asignada 0,6/1 kV y serán de color verde con una etiqueta para su identificación.

La sección de dicho cableado se calculará teniendo en cuenta los siguientes datos:

- Caída de tensión máxima: 3%.
- Potencia: 95200 W.
- Intensidad que circula por la línea: 197,9 A.
- Longitud de la línea: 111,19 m. (Ver figura 26)

Teniendo en cuenta estos datos y verificando que se cumple el criterio de calentamiento, se obtiene que la sección del cableado deberá ser de 150 mm². Los cables deberán estar debidamente protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno en cuestión y tendrán la resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos a los que puedan estar sometidos. La sección del neutro será 70 mm², de acuerdo con la tabla 1 de la ITC-BT-07.

Además, los cables estarán protegidos con tubos que serán elegidos conforme a la norma UNE-EN-50.086 2-4, siendo por tanto una canalización doble eléctrica corrugada. Las características de los tubos, según esta norma, para la canalización correspondiente son: resistencia a la compresión de grado 450 N al ser tubos en suelos pesados, resistencia al impacto de grado normal, resistencia al curvado de código 3, resistencia a la penetración de objetos sólidos de código 4, a la penetración del agua en forma de lluvia y a la corrosión de tubos metálicos. El diámetro del tubo será de 180 mm, según la tabla 9 de la ITC-BT-21.

El cableado correspondiente a la acometida discurrirá bajo la vía pública y contará con una longitud total de 111,19 m. El recorrido del cableado será lo más rectilíneo posible y paralelo a referencias fijas (como el bordillo de la acera o de la calzada), y se enterrará a 0,8 metros bajo la acera.

Para facilitar el tendido de los cables, en los cambios de dirección se instalarán arquetas registrables y en tramos rectos cada 30 metros.

La acometida estará protegida con un fusible de seguridad NH 1 250 A y poder de corte 100 kA.

En la figura 26 se puede observar el diseño propuesto para la acometida.

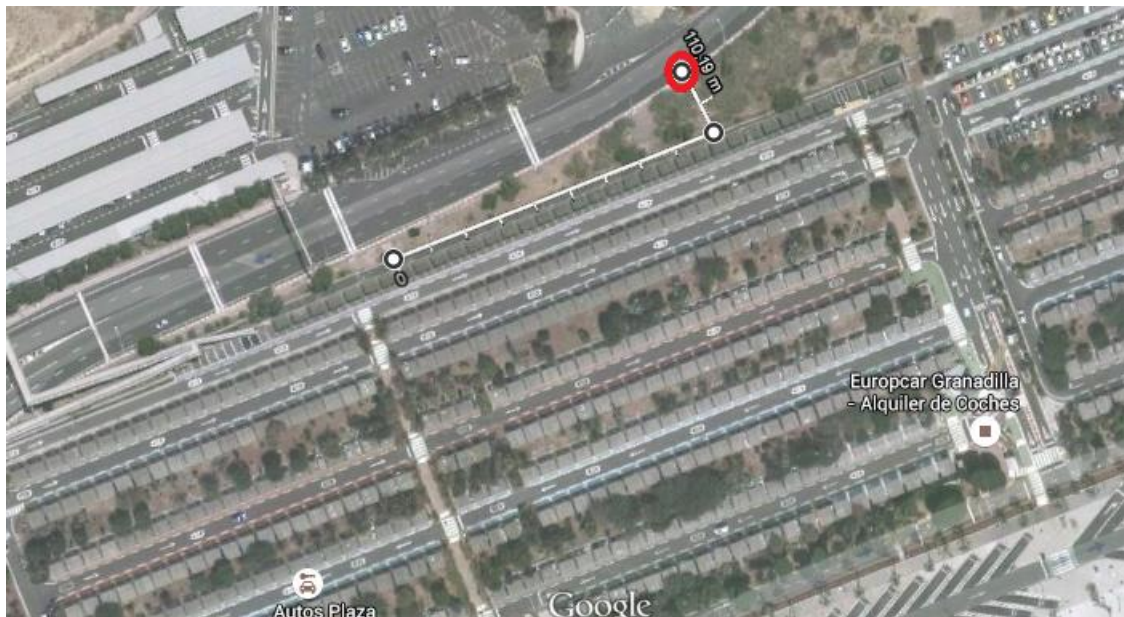


Figura 26. Diseño propuesto para la acometida.

10.2.2.2. Caja General de Protección (CGP).

La CGP es la caja que aloja los elementos de protección de la línea general de alimentación (LGA).

La CGP a utilizar será la CGP-9-250 con tensión asignada 500 V. Esta CGP cuenta con tres bases fusibles tamaño BUC-250 A, neutro seccionable con borne de puesta a tierra de 50 mm² y grados de protección IP 41 e IK 09.

El esquema de la caja general de protección a utilizar es el esquema 9. La salida de la LGA será por la parte superior de la CGP y la acometida por la parte inferior.

La CGP estará situada en la fachada de una caseta, concretamente en un nicho de pared, a 1 metro de altura, el cual estará protegido con una puerta metálica con grado de protección IK 10 según la Norma UNE-EN-50102. Los dispositivos de lectura de los equipos de medida deberán estar instalados a 0,8 m de altura. La situación de este dispositivo puede observarse en los planos 05 y 06.

Por último, las dimensiones de la CGP son 290 x 160 x 580 mm.

10.2.2.3 Línea General de Alimentación

La LGA enlaza la CGP con la centralización de contadores.

El trazado de la LGA será lo más corto y rectilíneo posible, discurriendo por zonas de uso común. En este caso, la centralización de contadores estará situada a 2 metros de la CGP.

Los conductores a utilizar, tres de fase y uno de neutro, serán de cobre, unipolares y aislados, siendo su nivel de aislamiento 0,6/1 kV. Además, los cables serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida.

La sección de los conductores de fase será 150 mm² y la del neutro 70 mm². La canalización necesaria deberá ser de 180 mm.

Los fusibles de la CGP son los que protegen la LGA contra sobrecargas y cortocircuitos.

10.2.2.4 Centralización de contadores.

Los contadores y demás dispositivos para la medida de la energía eléctrica estarán ubicados en armarios. En este caso los contadores estarán totalmente concentrados, por lo que deberán albergar los aparatos de medida, mando, control; y la protección de todas y cada una de las derivaciones individuales que se alimentan desde la propia concentración.

El grado de protección mínimo deberá ser IP 43 e IK 09, y estarán situados a 1 metro de altura respecto al suelo

Deberán permitir de forma directa la lectura de los contadores e interruptores horarios, así como la del resto de dispositivos de medida. Las partes transparentes que permiten la lectura directa serán resistentes a los rayos ultravioleta.

Los armarios deberán disponer de ventilación para evitar condensaciones sin que disminuya su grado de protección.

10.2.2.5. Derivación individual (DI).

La derivación individual parte de la LGA y suministra energía eléctrica a la instalación. Comprende los fusibles de seguridad, el conjunto de medida, y los dispositivos generales de mando y protección.

En el presente proyecto, el número de conductores de la DI serán tres, correspondientes a las tres fases de la red trifásica. Además, contará con su correspondiente conductor neutro, así como con un conductor de protección y un hilo de mando (rojo) que posibilita la aplicación de las diferentes tarifas.

Los conductores a utilizar serán de cobre y, al tratarse de derivación individual en el interior de tubos enterrados, el aislamiento de los conductores será de tensión asignada 0,6/1 kV, además, los cables serán no propagadores de incendio y con emisión de humos y opacidad reducida.

La sección del cable será uniforme, sin empalmes, con un mínimo de 6 mm^2 , y se calculará teniendo en cuenta la intensidad máxima admisible y la caída de tensión admisible, limitada a 1% para el caso de contadores totalmente concentrados según la ITC-BT-15.

Los cables de la derivación individual tendrán una sección de 95 mm^2 , la sección del conductor de protección será de 50 mm^2 , la del neutro será de 50 mm^2 y el hilo de mando tendrá una sección de $1,5 \text{ mm}^2$.

La profundidad a la que se instalarán los cables, hasta la parte inferior del mismo, no será menor de 0,6 m en acera ni de 0,8 m en calzada.

El tubo protector tendrá una sección nominal que permita ampliar la sección de los conductores inicialmente instalados en un 100%, siendo el diámetro exterior mínimo posible de 32 mm. En este caso, el diámetro será de 140 mm.

La DI estará protegida con un fusible de seguridad NH 1 200 A y poder de corte 100 kA.

10.2.2.6. Dispositivos generales e individuales de mando y protección. Interruptor de Control de Potencia (ICP).

Los DGMP se situarán lo más cerca posible del punto de entrada de la DI, a una altura de 1 metro. Deberán tomarse las precauciones necesarias para que los dispositivos de mando y protección no sean accesibles al público en general. Por ello se han instalado en el interior de una caseta donde sólo puede acceder el personal autorizado.

Los DGMP se ubicarán en el interior de un cuadro de distribución. Las envolventes de dichos cuadros se ajustarán a las normas UNE 20451 y UNE-EN 60439-3, con un grado de protección IP 30 según UNE 20324 e IK 07 según UNE-EN 50102. La envolvente para el ICP será precintable y sus dimensiones estarán de acuerdo con el tipo de suministro y tarifa a aplicar. Sus características y tipo corresponderán a un modelo oficialmente aprobado.

Los DGMP serán:

1. Un interruptor general automático (IGA) de corte omnipolar, que permita su accionamiento manual y que esté dotado de elementos de protección contra sobrecarga y cortocircuitos. Este IGA será 4P 160 A y su poder de corte será de 36 kA, especificado en el capítulo 3.6 del anexo 1.
2. Un interruptor diferencial general, destinado a la protección contra contactos indirectos de todos los circuitos.
3. Dispositivo de corte omnipolar (PIA), destinado a la protección contra sobrecargas y cortocircuitos de cada uno de los circuitos.

En lugar de un ICP se instalará un maxímetro. Además, se deberá instalar un IAR que coincidirá con el IGA de la instalación.

10.2.2.7. Puesta a tierra.

Según el capítulo 1.3 de la ITC-BT-09, el esquema de distribución para instalaciones receptoras alimentadas directamente de una red de distribución pública de baja tensión es el esquema TT. Según la ITC-BT-24, la toma de tierra será un grupo de electrodos enterrados, los cuales permiten limitar la tensión que en un momento dado puedan presentar las masas metálicas con respecto a tierra.

El tipo y profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,5 m.

Según la ITC-BT-52, la instalación de puesta a tierra se realizará de forma tal que la máxima resistencia de puesta a tierra a lo largo de la vida de la instalación y en cualquier época del año, no se puedan producir tensiones de contacto mayores de 24 V, en las partes metálicas accesibles de la instalación.

Cada poste de recarga dispondrá de un borne de puesta a tierra, conectado al circuito general de puesta a tierra de la instalación. Los conductores de la red de tierra que unen los electrodos serán de cobre de 35 mm^2 de sección mínima, si forman parte de la propia red de tierra, en cuyo caso irán por fuera de las canalizaciones de los cables de alimentación.

Todas las conexiones de los circuitos de tierra, se realizarán mediante terminales, grapas, soldadura o elementos apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión.

La sección de los conductores de protección de la instalación será de 16 mm^2 , cumpliendo con la tabla 2 de la ITC-BT-18. La resistividad del terreno, al ser un suelo pedregoso, será de $3000 \text{ ohm}\cdot\text{m}$.

Se ha estudiado dos soluciones para la puesta a tierra de esta instalación, los cuales han sido:

- Puesta a tierra mediante picas enterradas verticalmente: Se contaría con 55 picas de 1,5 metros de largo conectadas en paralelo. Dichas picas deben tener una

separación entre ellas de 3 m, el doble de su longitud según la ITC-BT-18 y tendrán una resistencia total de tierra de 36,36 Ω .

- Puesta a tierra mediante un conductor desnudo de cobre enterrado horizontalmente: Se ha pensado en un conductor desnudo de cobre enterrado en una zanja que rodee la instalación. Dicho conductor deberá tener una longitud mínima de 162,16 m para que la resistencia de tierra sea inferior a 37 Ω y contará con seis arquetas donde irán conectadas las puestas a tierra de la instalación, es decir, cada uno de los postes de recarga.

Se ha optado por la segunda solución por el mismo motivo explicado anteriormente en el caso 1 (capítulo 10.1.5.), que es más barato y más sencillo de instalar (ver apartado 3.7. del Anexo 1).

10.2.2.8. Cableado correspondiente a la instalación de las estaciones de recarga.

El sistema de alimentación específico de vehículo eléctrico (SAVE) incluirá las protecciones de la estación de recarga, el cable de conexión (con conductores de fase, neutro y protección) y el conector. El SAVE dispondrá de sistemas de cierre a fin de evitar manipulaciones indebidas de los dispositivos de mando y protección.

Los cables desde el SAVE hasta el punto de conexión que formen parte de la instalación fija deben ser de tensión asignada mínima 450/750 V, con conductor de cobre clase 5 o 6 y resistentes a todas las condiciones previstas en el lugar de la instalación. En este caso se utilizarán cables XLPE cuya tensión asignada es 0,6/1 kV, cumpliendo con el mínimo exigido.

Para el cálculo de las secciones de los cables se aplica el criterio de la caída de tensión, teniendo en cuenta que según la ITC-BT-52, la caída de tensión máxima admisible en cualquier circuito desde su origen hasta el punto de recarga no sea superior al 5%. En este caso, se ha decidido que la máxima caída de tensión sea de un 4%. Además, deberá tenerse en cuenta el criterio de calentamiento y que la sección mínima de los conductores será 2,5 mm².

Una vez obtenidas las secciones de las fases, se determinan la sección del neutro y la del cable de protección, así como los diámetros de las canalizaciones. Los valores elegidos son los mostrados en la tabla 9 y 10.

Circuito	Sección en tabla	Sección (mm ²)	Sección neutro (mm ²)	Sección conductor protección (mm ²)
Acometida	Tabla A-1 (ITC-BT-07)	150	70	-
LGA	Tabla A-1 (ITC-BT-07)	150	70	
Derivación individual	Tabla A-1 (ITC-BT-07)	95	50	50
Estación de recarga 1 lenta	Tabla D (ITC-BT-19)	6	6	6
Estación de recarga 2 lenta	Tabla D (ITC-BT-19)	6	6	6
Estación de recarga 3 rápida	Tabla D (ITC-BT-19)	10	10	10
Estación de recarga 4 rápida	Tabla D (ITC-BT-19)	10	10	10
Estación de recarga 5 rápida	Tabla D (ITC-BT-19)	10	10	10
Estación de recarga 6 rápida	Tabla D (ITC-BT-19)	10	10	10

Tabla 9. Características de las secciones de los circuitos de la instalación

Circuito	Sección (mm ²)	Canalización en Tabla	Canalización (mm)
Acometida	150	Tabla 9	180
LGA	150	Tabla 9	180
Derivación individual	95	Tabla 9	140
		Tabla 9	
Estación de recarga 1 lenta	6	Tabla 9	50
Estación de recarga 2 lenta	6	Tabla 9	50
Estación de recarga 3 rápida	10	Tabla 9	63
Estación de recarga 4 rápida	10	Tabla 9	63
Estación de recarga 5 rápida	10	Tabla 9	63
Estación de recarga 6 rápida	10	Tabla 9	63

Tabla 10. Características de las canalizaciones de los circuitos de la instalación

Los circuitos de recarga discurrirán por zonas comunes, cumpliendo así con lo dispuesto en la ITC-BT-52.

Cada estación de recarga deberá tener un interruptor automático de protección calibre 16 A en el caso de las estaciones de recarga lenta, y 40 A en el caso de las estaciones de recarga rápida, y poder de corte 10 kA y 6 kA respectivamente. Además, deberá protegerse individualmente mediante un dispositivo de protección diferencial de corriente diferencial residual asignada de 30 mA, 4 polos en el caso de las estaciones de recarga rápida y 2 polos en el caso de las estaciones de recarga lenta y de calibre 25 A o 63 A, dependiendo del tipo de estación de recarga (ver esquema plano 13). Los diferenciales dispondrán de un sistema de aviso de desconexión o estarán equipados con un dispositivo de rearme automático.

Deberán llevarse a cabo una serie de medidas de protección en función de las influencias externas. Al tratarse de un aparcamiento en el exterior, las medidas de protección con las que se deberá contar son:

- a) Contra penetración de cuerpos sólidos: canalizaciones: IP 4X. Las estaciones de recarga y otros cuadros eléctricos tendrán un grado de protección mínimo IP 5X
- b) Contra la penetración del agua: canalizaciones IP X4. Las estaciones de recarga y otros cuadros eléctricos asociados ubicados en el exterior IP 5X.
- c) Contra impactos mecánicos: los equipos instalados en emplazamientos en los que circulen vehículos deberán protegerse frente a daños mecánicos externos del tipo impacto de severidad elevada (AG3). La protección se garantizará a través de:

1. Una vez instaladas las envolventes deberán proporcionar un grado de protección mínimo IK 08 contra impactos mecánicos. Las estaciones de recarga y otros cuadros eléctricos ubicados en el exterior tendrán un grado de protección mínimo contra impactos mecánicos externos de IK 10.

2. Las canalizaciones presentarán una resistencia mínima al impacto grado 4 y una resistencia mínima a la compresión grado 5. Si se utilizan canales protectoras estas presentarán una resistencia mínima IK 08 a impactos mecánicos.

10.3. Caso 3. Instalación fotovoltaica conectada a red para la recarga de vehículos eléctricos.

El tercer caso tratará sobre el dimensionamiento de la misma instalación que se ha llevado a cabo en los dos casos anteriores, los cuales han sido el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica aislada y el dimensionamiento de la instalación eléctrica, y ambos estaban dimensionados para la recarga de vehículos eléctricos mediante seis estaciones de recarga.

En este caso se dimensionará la instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos mediante una instalación fotovoltaica conectada a red, cuyo esquema es el mostrado en la figura 27. Esta instalación estará formada por acometida, caja general de protección, línea general de alimentación, centralización de contadores, derivación individual, dispositivos generales de mando y protección, módulos fotovoltaicos, inversor y contador de producción.

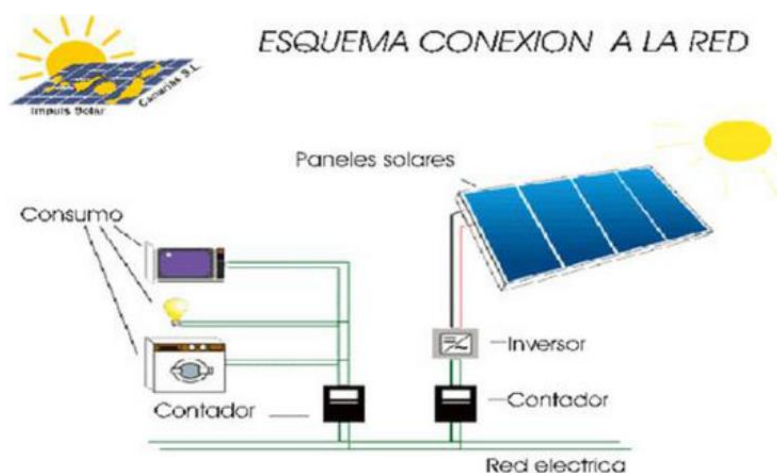


Figura 27. Esquema de instalación conectada a la red.

Por tanto, en este capítulo se describirán los elementos seleccionados y el número y disposición de dichos materiales para llevar a cabo la instalación.

10.3.1. Instalación eléctrica.

La parte correspondiente a la instalación eléctrica, es decir, acometida, CGP, LGA, centralización de contadores, DI, DGMP, puesta a tierra y el cableado correspondiente a la instalación de las estaciones de recarga, coincidirá con lo especificado en el caso 2.

10.3.2. Instalación fotovoltaica.

10.3.2.1. Módulos fotovoltaicos.

Para determinar el número de módulos fotovoltaicos que se deben instalar hay que tener en cuenta los siguientes datos:

- La energía real (1,19 MWh/día), que se determina teniendo en cuenta la energía de consumo (1,1424 MWh/día) y el rendimiento del inversor elegido (96%). La determinación de estos datos se puede verificar en el capítulo 4.1.2 anexo 1.
- La energía que produce un módulo fotovoltaico monocristalino A-320 M GSE al día, determinada por la potencia pico de dicho panel y las horas solares pico (HSP) del peor mes, que en este caso es Diciembre, con un total de 5,62 HSP.

Partiendo de estos datos, se obtiene que la instalación debe contar con un total de 671 módulos fotovoltaicos de las mismas características que los módulos utilizados en el caso 1. Estos módulos estarán divididos en 61 ramas y cada rama contará con 11 módulos en serie. El cálculo del número de módulos totales, el número de módulos en serie, y el número de módulos en paralelo puede verificarse en el capítulo 4.1.2 del anexo 1.

La situación, ángulo de inclinación, orientación, así como la estructura del soporte, de los módulos será la misma que en el caso 1.

10.3.2.2. Inversor.

El inversor fotovoltaico es el componente tecnológico más importante de toda la instalación fotovoltaica ya que convierte la corriente continua generada en las células del panel fotovoltaico en corriente alterna apta para la red, ya sea para autoconsumo o para inyectar a la red pública.

Las características de funcionamiento que definen un inversor DC/AC son:

- Potencia Nominal (kW)
- Tensión Nominal de Entrada (V)
- Tensión Nominal de Salida (V)
- Frecuencia de operación (Hz)
- Rendimiento (%)

Teniendo en cuenta que la potencia de salida debe ser como mínimo 95200 W, el voltaje de entrada 420 V_{DC}, el de salida 230/400 V_{AC}, se ha elegido el inversor “Ingecon Sun 28TL M”. En la figura 28 se observa una imagen del inversor elegido.



Figura 28. Ingecon Sun 28TL M.

Las características de este inversor se pueden observar en la figura 29:

	10TL M	12,5TL M	15TL M	20TL M	28TL M	33TL M
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ¹⁾	10,3 - 13,4 kW	12,9 - 16,8 kW	15,5 - 20,1 kW	20,6 - 26,8 kW	28,9 - 37,5 kW	34 - 45 kW
Rango de tensión MPP1 ²⁾	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V
Rango de tensión MPP2 ²⁾	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V
Tensión mínima para Phom con entradas en paralelo	260 V	325 V	310 V	415 V	365 V	430 V
Tensión máxima ³⁾	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V
Corriente máxima ⁴⁾ (Entrada 1 / Entrada 2)	20 / 20 A	20 / 20 A	30 / 20 A	30 / 20 A	40 / 40 A	40 / 40 A
Nº entradas versión S y S+ (Entrada 1 / Entrada 2)	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Nº entradas versión P y P+ ⁵⁾ (Entrada 1 / Entrada 2)	2 / 2	2 / 2	3 / 2	3 / 2	5 / 5	5 / 5
MPPT	2	2	2	2	2	2
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal	10 kW	12,5 kW	15 kW	20 kW	28 kW	33 kW
Máxima temperatura a potencia nominal ⁶⁾	55 °C	55 °C	55 °C	55 °C	45 °C	45 °C
Corriente máxima	15 A	19 A	22 A	29 A	41 A	48 A
Tensión nominal	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Rango de tensión	187 - 528 V	187 - 528 V	187 - 528 V	187 - 528 V	304 - 528 V	304 - 528 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sl. Smáx=10 kVA	Sl. Smáx=12,5 kVA	Sl. Smáx=15 kVA	Sl. Smáx=20 kVA	Sl. Smáx=28 kVA; Qmáx=20 kVAR	Sl. Smáx=33 kVA; Qmáx=20 kVAR
THD	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%
Euroeficiencia	98,3%	98,3%	98,3%	98,3%	98,3%	98,3%

Figura 29. Ficha técnica del Ingecon Sun 28TL M.

Como se puede observar, el inversor elegido trabaja con una potencia máxima de entrada de 28,9-37,5 kW, el cual puede trabajar con un voltaje mínimo de 365 V, por lo que puede ser utilizado para la instalación a dimensionar.

La potencia total generada por nuestros módulos fotovoltaicos (potencia de entrada) es de 214,72 kW, por lo que utilizando 7 inversores de los elegidos se cumpliría con dichas especificaciones.

Todos los inversores irán conectados a una caja de derivación, en la que se conectarán las salidas de los mismos en paralelo. Esta caja de derivación contendrá las protecciones necesarias para proteger los inversores.

Debido a que las dimensiones de cada inversor son 0,706x0,268x0,735 m, se ubicarán en una caseta de dimensiones 4x2x2 m, la cual estará cerrada bajo llave de forma que sólo el personal pueda tener acceso a la manipulación de los mismos. Además de los inversores, en esta caseta se situarán los DGMP y la caja de derivación. Dentro de la caseta, los inversores se colocarán a una altura de 1 m.

La ubicación concreta de dicha caseta se puede observar en los planos 05 y 06.

De acuerdo a la normativa vigente, la caseta en la que se encuentren los inversores deberá estar correctamente ventilada. Para cumplir con estas especificaciones, la caseta dispondrá de 1 extractor eólico y 2 solares.

10.3.2.3. Contador.

Se dispondrá de un contador de producción de forma que se contabilice la energía que produce la instalación fotovoltaica.

Este contador cumplirá con las mismas especificaciones que el contador de la instalación eléctrica. Estará ubicado por fuera de la caseta de inversores, a una altura de 1 metro. Se puede observar su situación en los planos 05 y 06.

10.3.2.4. Otros materiales.

Además de los elementos descritos anteriormente, se va a utilizar una caja de derivación, en la que van a ir conectados los siete inversores. De esta forma se conectan en dicha caja entre ellos en paralelo consiguiendo que las intensidades se sumen y se tenga a la salida la intensidad total de salida. En esta caja de derivación se llevará a cabo la integración de la salida de dichos inversores con la red eléctrica, pasando a través del contador de producción.

10.3.2.5. Cableado de la instalación fotovoltaica.

Módulos fotovoltaicos-inversores.

Los módulos fotovoltaicos estarán conectados a los inversores de la siguiente forma, teniendo en cuenta que en cada rama están conectados 11 módulos en serie:

- 9 ramas de módulos conectadas en paralelo (99 módulos en total) a 1 inversor.

- 9 ramas de módulos conectadas en paralelo (99 módulos en total) a 1 inversor.
- 9 ramas de módulos conectadas en paralelo (99 módulos en total) a 1 inversor.
- 9 ramas de módulos conectadas en paralelo (99 módulos en total) a 1 inversor.
- 9 ramas de módulos conectadas en paralelo (99 módulos en total) a 1 inversor.
- 8 ramas de módulos conectadas en paralelo (88 módulos en total) a 1 inversor.
- 8 ramas de módulos conectadas en paralelo (88 módulos en total) a 1 inversor.

De acuerdo a esta distribución, los tramos formados por 8 ramas tendrán conductores unipolares monofásicos, instalados sobre las marquesinas. La sección de este cableado se determina teniendo en cuenta la intensidad máxima que puede circular por cada tramo, la caída de tensión máxima admisible (3% según el IDAE), y la longitud mayor que une los módulos con cada inversor. Debido a que la intensidad máxima que circula por los tramos de 8 ramas es 70,48 A y la longitud mayor es 206,603 m, se obtiene que la sección del cableado debe ser 50 mm², la del neutro 25 mm² y la del conductor de protección 25 mm², de acuerdo con las tablas 1 de la ITC-BT-07 y 2 de la ITC-BT-19 respectivamente. La canalización por la que discurrirá el cableado, según la tabla 2 de la ITC-BT-21, tendrá un diámetro de 50 mm

Estas ramas estarán protegidas con fusibles de seguridad NH 1 80 A y poder de corte 6 kA.

Por el resto de ramas, la intensidad que circula es 79,29 A, y la longitud mayor es 258,851 m, por lo que se utilizarán conductores unipolares monofásicos de sección 70 mm². La sección del neutro y la del conductor de protección serán 35 mm², y la canalización tendrá un diámetro de 63 mm.

En este caso, se protegerán las ramas con fusibles NH 1 de 100 A y poder de corte 10 kA.

Inversor-Caja de Derivación.

Al contar con 7 inversores, se dispondrá de una caja de derivación en la que se conectarán las salidas de los inversores en paralelo. La línea resultante es la que se conectará al contador de energía.

El cableado correspondiente a este tramo será unipolar e irá empotrado en las paredes de la caseta.

Para determinar la sección de los conductores, se utilizará la distancia que exista desde el inversor más lejano hasta la caja de derivación, que en este caso es 4,168 m, de forma que todo el cableado correspondiente a dichos tramos tenga la misma sección. Además, se tendrá en cuenta que la intensidad que circula es 40,41 A y que la caída de tensión máxima admisible es del 1%. Finalmente, los conductores serán 16 mm², el neutro será de 10 mm² y el diámetro de la canalización será de 32 mm.

Se protegerán los inversores con magnetotérmicos y diferenciales, de 4 polos, 50 A y poder de corte 6 kA en el caso de los magnetotérmicos, y 63 A y 30 mA de sensibilidad en el caso de los diferenciales.

Caja de Derivación-Contador.

La siguiente conexión a realizar es la que une la caja de derivación con el contador de energía. Ambos estarán a una distancia de 0,12 m ya que lo único que los separa es el muro de la caseta, y el cableado discurrirá por dicho muro.

Debido a que la intensidad que circula por este tramo es 282,87 A y que la caída de tensión máxima admisible es del 1%, el cableado que une estos dos elementos será unipolar y tendrá una sección de 120 mm² en el caso de las fases y 70 mm² en el caso del neutro. La canalización tendrá un diámetro de 75 mm, según la tabla 5 de la ITC-BT-21.

Contador-CGP.

Por último, deberá conectarse el contador de energía a la CGP de forma que se vierta la energía producida por los paneles a la red eléctrica. La distancia entre el contador y la CGP es 0,4 m, y el cableado irá enterrado en el suelo.

La sección de dicho cableado se determinará teniendo en cuenta que la caída de tensión máxima es del 1%, que la distancia entre los elementos es 0,4 m y que la intensidad que circulará por el conductor será 282,87 A. Con estos datos, se obtiene que la sección de las fases deberá ser 150 mm, la sección del neutro 70 mm² y el diámetro de la canalización 180 mm. Estarán enterrados a una profundidad de 0,8 m.

11. Bibliografía

-Energía solar fotovoltaica. Autores: Javier María Méndez Muñiz y Rafael Cuervo García.

-Energía fotovoltaica. Fundamentos y cálculo resumido. Autor: Jose Manuel Ruifernández Guitián y Damián de Torres Domínguez.

-Vehículos eléctricos y redes para su recarga. Impacto en la sociedad y en la industria. Autor: Pedro Arsuaga Chabot.

-Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. IDAE.

-Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. IDAE.

-Instalaciones de Energías Renovables. Instalaciones Fotovoltaicas. Gobierno de Canarias.

-Documento básico de Ahorro de Energía.

-Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos. Autores: Jorge Aguilera, Leocadio Hontoria.

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA.

**GRADO: INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA.**

ANEXOS.

**ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES
ELÉCTRICOS.**

AUTORAS:

AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA CAROLINA MONTAÑEZ HERNÁNDEZ.

TUTORA:

MARÍA DE LA PEÑA FABIANI BENDICHO.

ANEXO 1. CÁLCULOS.

ÍNDICE.

1. Consumo.....	3
2. Caso 1. Instalación fotovoltaica aislada para la recarga de vehículos eléctricos.	5
2.1. Módulos fotovoltaicos.....	7
2.1.1. Distancia entre módulos	12
2.2. Baterías.....	13
2.3. Regulador/Inversor.....	14
2.4. Puesta a tierra.....	18
2.5. Cableado.....	21
2.5.1. Módulo fotovoltaico-inversor/regulador	23
2.5.2. Batería – Regulador/inversor.....	28
2.5.3 Inversor/Regulador- Caja de protección de AC.....	32
2.5.4. Caja de protección AC- receptores AC	35
2.6. Grupo electrógeno.....	40
2.7. Protecciones.....	42
2.7.1. Fusibles.....	42
2.7.2. Magnetotérmicos.....	45
2.7.3. Diferenciales.....	46
2.8. Ventilación	47

2.8.1. Caseta de baterías	47
2.8.2. Caseta de inversores.	48
3. Caso 2. Instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.	49
3.1. Previsión de potencia.	50
3.2. Acometida.	51
3.3. Caja General de Protección (CGP)	53
3.4. Línea General de Alimentación (LGA)	53
3.5. Derivación individual (DI)	54
3.6. Dispositivos generales de mando y protección (DGMP). Interruptor de control de potencia (ICP).....	56
3.7. Puesta a Tierra	57
3.8. Cableado correspondiente a la instalación de las estaciones de recarga.	59
4. Caso 3. Instalación fotovoltaica conectada a red para la recarga de vehículos eléctricos.	62
4.1. Instalación fotovoltaica	64
4.1.1. Cálculo de la energía de consumo	64
4.1.2. Módulos fotovoltaicos	64
4.1.3. Inversor.....	66
4.1.4. Cableado de la instalación fotovoltaica	67
4.1.5. Ventilación de la caseta de inversores	76

1. Consumo.

La instalación para la recarga de vehículos eléctricos que se llevará a cabo en el parking del Aeropuerto Reina Sofía, en Granadilla de Abona, contará con seis estaciones de recarga. Dichas estaciones se dividen en distintos tipos de recarga: cuatro de ellas serán de recarga rápida, es decir que un vehículo eléctrico podrá recargar su vehículo al 80% en una media de treinta minutos, y las dos restantes serán de recarga lenta, es decir, que el cliente podrá recargar al completo su vehículo en una media de nueve horas aproximadamente. El tiempo estimado de la carga depende del vehículo eléctrico a recargar, ya que si tiene unas baterías con menos capacidad tardará menos en cargar. En este caso se ha realizado un estudio de los vehículos eléctricos más conocidos en el mercado y se ha decidido elegir el tiempo estimado del vehículo que presenta mejores características: el Nissan Leaf. Se ha elegido la estimación del tiempo de este vehículo porque es el que tiene una mejor capacidad de las baterías, por lo que es el que más tardará en cargarse (ver Anexo 2).

La instalación se dimensionará a partir de dichas estaciones de recarga. Las seis estaciones se alimentan de corriente alterna, las de recarga rápida consumen una potencia máxima de 22 kW mientras que las de recarga lenta consumen una potencia máxima de 3,6 kW. Esto se puede observar en la ficha técnica aportada en el anexo 6 donde se adjuntan todas las fichas técnicas de los materiales elegidos para esta instalación.

Se ha decidido que cada estación de recarga funcione como máximo, en condiciones normales, doce horas, alternándose entre ellas de forma que siempre hayan dos o tres disponibles al mismo tiempo, sobre todo en las horas de más demanda de consumo. Se ha elegido esta distribución ya que hoy en día la demanda de recarga de vehículos no es tan grande como para que estas estaciones tengan que estar funcionando de forma simultánea. Actualmente, tener todas las estaciones activas las 24 h implicaría una pérdida, ya que no existen suficientes vehículos eléctricos (VE) para que resulte rentable. Aunque el cálculo de energía se hace en base a esta premisa, el dimensionamiento se hace para la potencia máxima para que la instalación soporte todas las estaciones de forma simultánea.

En primer lugar, hay que calcular la potencia máxima de consumo de las estaciones anteriormente mencionadas. Para determinar esta potencia, hay que sumar las potencias máximas de todas las estaciones.

$$P_{maxEL} = P_{EL} \cdot n^{\circ}_{EL} = 3600 W \cdot 2 = 7200 W \quad (1)$$

Siendo:

- P_{maxEL} : Es la potencia máxima consumida por las estaciones de recarga lenta (W).
- P_{EL} : Es la potencia máxima que necesita cada estación de recarga lenta (3,6 kW).
- n°_{EL} : número de estaciones lentas a utilizar.

$$P_{maxER} = P_{ER} \cdot n^{\circ}_{ER} = 22000 W \cdot 4 = 88000 W \quad (2)$$

Siendo:

- P_{maxEL} : Es la potencia máxima consumida por las estaciones de recarga rápida (W).
- P_{ER} : Es la potencia máxima que necesita cada estación de recarga rápida (22 kW).
- n°_{ER} : número de estaciones rápidas a utilizar.

La potencia máxima consumida por las estaciones será la suma de los resultados de las ecuaciones (1) y (2):

$$P_{maxconsumo} = P_{maxEL} + P_{maxER} = 7200 W + 88000 W = 95200 W \quad (3)$$

Sabiendo que las estaciones funcionarán un máximo de doce horas cada una, se podrá saber la energía de consumo necesaria para el dimensionamiento de la instalación:

$$E_C = P_{max} \cdot t = 95200 W \cdot 12 h = 1142400 Wh = 1,1424 \frac{MWh}{\text{día}} \quad (4)$$

Siendo:

- E_c = Energía de consumo (Wh).
- P_{\max} = Potencia máxima consumida por las estaciones, calculada en la ecuación (3). (W).
- t = tiempo diario de funcionamiento de cada estaciones de recarga.

2. Caso 1. Instalación fotovoltaica aislada para la recarga de vehículos eléctricos.

El primer caso corresponde al dimensionamiento de una instalación fotovoltaica aislada para la recarga de vehículos eléctricos en el parking del Aeropuerto Reina Sofía.

En esta instalación se llevará a cabo el dimensionado de los distintos elementos que la componen los cuales son:

- Módulos fotovoltaicos: Los módulos seleccionados para el dimensionamiento son los módulos ATERSA A-320M GSE, con una potencia pico de 320 Wp. Esta parte de la instalación es continua.
- Las baterías: Almacenarán la energía necesaria para que la instalación funcione correctamente. Las baterías elegidas son las baterías Sonnenschein A602/520 Solar. Cuenta con una capacidad de 519 Ah y trabajarán en continua.
- Los inversores y reguladores: Se encargarán de la regulación y control de las baterías y de la conversión de corriente continua en alterna. Para el dimensionamiento se han elegido inversores híbridos trifásicos que permiten la conexión a la entrada de los módulos, baterías y grupos electrógenos, y a la salida es capaz de convertir 100 kW de potencia alterna.
- Un grupo electrógeno, que se encargará de proporcionar la potencia necesaria para los receptores en caso de fallo de la instalación. El grupo electrógeno elegido será trifásico y es capaz de generar una potencia alterna de 104 kW.
- Dimensionamiento del cableado necesario para llevar a cabo las conexiones de la instalación.

El esquema de esta instalación tendrá la estructura mostrada en la figura 1:

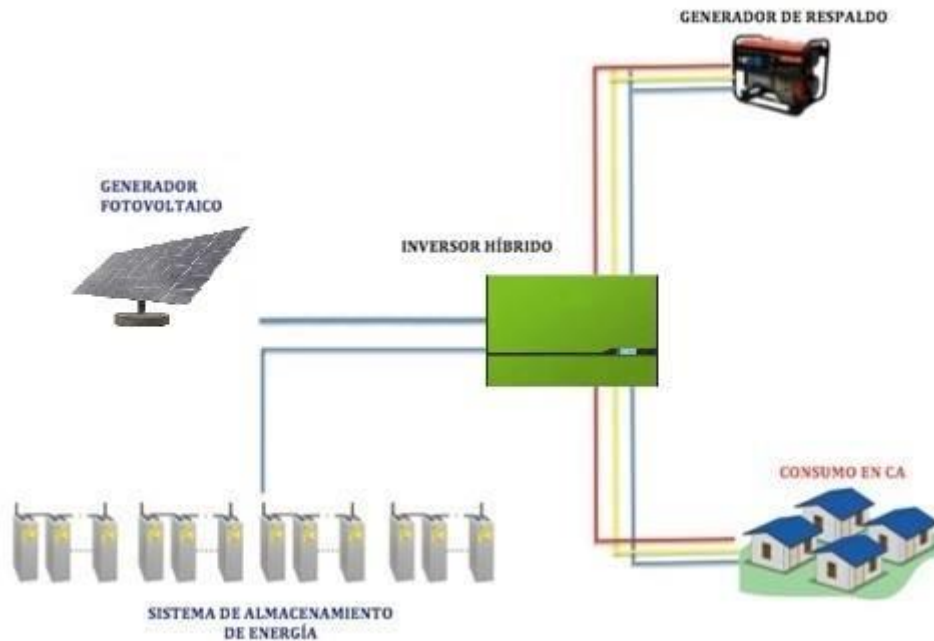


Figura 1. Estructura de la instalación fotovoltaica aislada

Para realizar el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica aislada partimos de la necesidad de que los módulos han de producir toda la energía consumida.

En el apartado anterior se ha calculado la energía de consumo de las estaciones de recarga, las cuales consumen 1,142 MWh/día, pero ésta no es la energía total a dimensionar, ya que al trabajar con una instalación fotovoltaica aislada se deben tener en cuenta las pérdidas en las baterías y en el inversor.

Sabiendo que el rendimiento de la batería elegida es del 90% (capítulo 2.2 de este anexo), que el rendimiento del inversor es del 96% (capítulo 2.3 de este anexo) y que todos los receptores de la instalación trabajan con corriente alterna, se obtiene la energía real que se debe producir:

$$E_R = \frac{E_C}{\eta_{BAT} \cdot \eta_{INV}} \quad (5)$$

Siendo:

- E_R = Energía real de consumo para la que se debe dimensionar la instalación (Wh).

- E_c = Energía de consumo, calculada en la ecuación (4). (Wh).
- η_{BAT} = Rendimiento de la batería elegida.
- η_{INV} = Rendimiento del inversor elegido.

$$E_R = \frac{1142,4 \text{ kWh}}{0,9 \cdot 0,96} = 1322,23 \text{ kWh} = 1,323 \frac{\text{MWh}}{\text{día}} \quad (5)$$

Los módulos fotovoltaicos deberán poder aportar esta energía a las baterías para que éstas puedan luego alimentar a los receptores.

La instalación contará con un voltaje de continua de 420 V, fijándose los módulos y baterías necesarios en serie para cumplir dicho voltaje. En la parte de alterna se contará con un voltaje de 230/400 V, que es el voltaje necesario para alimentar a los receptores, que en este caso son los vehículos eléctricos, a través de las estaciones de recarga.

2.1. Módulos fotovoltaicos.

Se ha elegido el panel solar Atersa A-320M GSE, el cual tiene una potencia pico de 320 Wp. Estos 320 Wp representan la potencia eléctrica que entrega el panel cuando la irradiancia sobre él es de 1000 W/m² y con una temperatura de célula de 25 °C. A continuación se detalla el cálculo del número de módulos a instalar.

En primer lugar, se tiene que hallar la inclinación óptima que deben tener los módulos en el recinto que se está dimensionando. Para determinarla se utilizará una hoja de cálculo, la cual emplea un programa para determinar la orientación óptima según la latitud, el consumo total corregido (C_R) y la hora solar pico. El resultado obtenido ha sido que la orientación óptima anual es de 23,1° (ver anexo 2). En la hoja Excel, al seleccionar la latitud de Granadilla de Abona se obtienen las horas solares pico correspondientes a cada mes, por lo que, además de obtener el ángulo de inclinación óptimo anual, se podrá saber cuál es el peor mes, entendiendo por peor mes el correspondiente al menor número de horas solares pico.

Al ser un sistema aislado, el objetivo es asegurar la disponibilidad de energía a lo largo del año, minimizando el efecto de pérdida de energía solar en los meses más desfavorables, por lo que no se dimensionará para el ángulo óptimo anual, sino que se dimensionará para el ángulo óptimo necesario en el peor mes, que en este caso es diciembre, con sólo 3,55 HSP. Eso implica que se perderá productividad en los meses con más irradiación, cuyo ángulo de inclinación óptimo sería menor, pero como se considera que la demanda de energía por parte de los usuarios se mantendrá estable a lo largo del año, se tiene que asumir esta pérdida de rendimiento global.

El ángulo óptimo para la instalación fotovoltaica sería por tanto de 38°. Se puede obtener la irradiación para el ángulo de inclinación seleccionado mediante el programa que proporciona IDAE: PVGIS. Los datos que se tienen que proporcionar al programa para el cálculo de dicha irradiación son la latitud y longitud donde se situará la instalación, es decir, (28.045791°, -16.573202°), y el ángulo seleccionado (38°). Una vez proporcionados estos datos, los resultados que se obtienen son los mostrados en la figura 2.

Month	H_h	$H(38)$	I_{opt}
Jan	3870	5910	55
Feb	4730	6330	46
Mar	6240	7080	33
Apr	6580	6350	15
May	7200	6130	1
Jun	7630	6090	-6
Jul	7910	6430	-4
Aug	7210	6590	9
Sep	5990	6400	26
Oct	5280	6650	41
Nov	4000	5830	52
Dec	3550	5620	57
Year	5860	6290	27

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)
 $H(38)$: Irradiation on plane at angle: 38deg. (Wh/m²/day)
 I_{opt} : Optimal inclination (deg.)

Figura 2. Irradiación solar mensual en Granadilla de Abona ("PVGIS") para el ángulo seleccionado (38°).

En la figura 3 se puede observar una gráfica de la radiación horizontal (0°) y la radiación para el ángulo elegido (38°). Se puede ver que la diferencia de radiación entre

los meses de verano e invierno no es tan drástica en el ángulo seleccionado comparado con los de la radiación horizontal. Así, se puede garantizar que se producirá aproximadamente la misma energía a lo largo de todo el año.

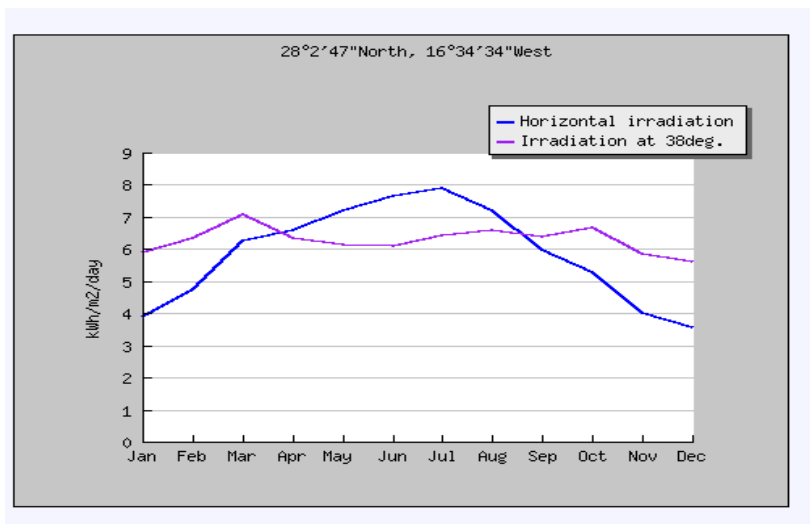


Figura 3. Gráfica de la fuente “PVGIS” de los valores de radiación según el ángulo de los paneles.

A continuación, teniendo en cuenta que los paneles tendrán orientación sur, se realiza una tabla con la radiación solar en Granadilla de Abona en un plano de 0° y en uno de 38° (inclinación óptima para los módulos):

Radiación solar (kWh/m ² día)												
Inclinación	EN	FB	MR	AB	MY	JN	JL	AG	SP	OC	NV	DC
0°	3,87	4,73	6,24	6,58	7,2	7,63	7,91	7,21	5,99	5,28	4	3,55
38°	5,91	6,33	7,08	6,35	6,13	6,09	6,43	6,59	6,4	6,65	5,83	5,62

Tabla 1. Radiación solar mensual según la inclinación del módulo fotovoltaico

Con la radiación solar que llega a cada panel se puede realizar el siguiente balance energético:

Mes	Nº días	Radiación (kWh/m ² día) =HSP	Producción diaria de un panel de 320 Wp (kWh/día)	Producción de un panel en un mes (kWh/mes)
Enero	31	5,91	1891,2	58627,2
Febrero	28	6,33	2025,6	56716,8
Marzo	31	7,08	2265,6	70233,6
Abril	30	6,35	2032	6096
Mayo	31	6,13	1961,6	60809,6
Junio	30	6,09	1948,8	58464
Julio	31	6,43	2057,6	63785,6
Agosto	31	6,59	2108,8	65372,8
Septiembre	30	6,4	2048	61440
Octubre	31	6,65	2128	65968
Noviembre	30	5,83	1865,6	55968
Diciembre	31	5,62	1798,4	55750,4
Producción anual GWh/m ²				0,68

Tabla 2. Balance energético diario y mensual con el módulo Atersa A-320M GSE

Sabiendo que la peor irradiación solar del año para el ángulo seleccionado se produce en el mes de Diciembre y es de 5,62 kWh/m² día, o lo que es lo mismo 5,62 HSP, para calcular la energía eléctrica que produce un panel al día habría que multiplicar la potencia por el tiempo, es decir:

$$E_p = P_p \cdot HSP = 320 \text{ Wp} \cdot 5,62 \text{ h} = 1798,4 \frac{\text{Wh}}{\text{día}} \quad (6)$$

En la que:

- E_p= Energía que produce un panel al día (Wh).
- P_p= Potencia pico del panel (W).
- HSP= Horas solares pico del peor mes (h).

Por lo tanto, si un panel produce 1798,4 Wh, según la ecuación (6), y la instalación requiere un total de 1322,23 kWh al día, según la ecuación (5), el número de paneles necesarios es:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{E_R}{E_p} = \frac{1322230 \text{ Wh}}{1798,4 \text{ Wh}} = 735,22 \approx 736 \text{ paneles} \quad (7)$$

Donde:

- E_R = Energía real de consumo diaria (Wh).
- E_p = Energía que produce un panel al día (Wh).

Teniendo en cuenta que se va a dimensionar para que la instalación funcione con un voltaje de continua de 420 V, el número de módulos que se colocarán en serie se halla con la ecuación siguiente:

$$N_S = \frac{V_{DC}}{V_{\text{módulo}}} = \frac{420 \text{ V}}{38,64 \text{ V}} = 10,87 \cong 11 \text{ módulos en serie} \quad (8)$$

Donde:

- N_S = Números de módulos en serie.
- V_{DC} = Tensión de continua de la instalación (V).
- $V_{\text{módulo}}$ = Tensión máxima potencia del módulo fotovoltaico ATERSA A-320M GSE (V).

Conocido el número de módulos a instalar en serie y el número de módulos totales, se obtiene que el número de módulos en paralelo debe ser:

$$N_P = \frac{N_T}{N_S} = \frac{736}{11} \cong 66,9 = 67 \text{ módulos en paralelo} \quad (9)$$

Siendo:

- N_P = Número de módulos en paralelo.
- N_T = Número de módulos totales.
- N_S = Número de módulos en serie.

Una vez determinado el número de módulos que se van a conectar en serie (ecuación (8)) y en paralelo (ecuación (9)) se puede observar que, debido a los redondeos, el número total de módulos a instalar será 737 módulos.

$$N_{TotalMódulos} = N_s \cdot N_p = 11 \cdot 67 = 737 \text{ módulos fotovoltaicos} \quad (10)$$

2.1.1. Distancia entre módulos

Una vez calculada la inclinación de los módulos debe determinarse la distancia que tiene que haber como mínimo entre un módulo y el siguiente para que no se produzcan sombras por efecto de la sombra de una hilera de paneles sobre otra.

Para este cálculo, según el IDAE, hay que utilizar dos fórmulas:

$$d = h \cdot k$$

Donde:

- d= distancia entre módulos (m)
- h= diferencia de alturas entre la parte alta de una fila de módulos y la parte baja de la posterior.
- k= factor adimensional.

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

En este caso, al ser la latitud 28,046°, el factor k toma el valor 1,45.

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 28,046)} = 1,45$$

Por otro lado, la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila de módulos y la parte baja de la posterior, al estar situados sobre una marquesina sin inclinar, se calcula teniendo en cuenta la inclinación de los módulos y la longitud de los mismos, de forma que:

$$h = \operatorname{tg}(38^\circ) \cdot 1,955 = 1,53 \text{ m}$$

Por lo que la distancia mínima que debe haber entre una hilera de módulos y la siguiente es:

$$d = h \cdot k = 1,53 \cdot 1,45 = 2,22 \text{ m}$$

2.2. Baterías.

Para el dimensionamiento de las baterías, los dos parámetros más importantes que hay que tener en cuenta son los días de autonomía que requiere la instalación y la máxima profundidad de descarga de la batería. Las baterías seleccionadas son las baterías estacionarias *Sonnenschein A600/520 Solar*. Estas baterías son de gel e incluyen 24 vasos de 2 V, es decir, son de 48 V. Además, no necesitan ningún tipo de mantenimiento, su capacidad es de 519 Ah (C100) y tienen una vida útil superior a 15 años con una profundidad de descarga del 80%.

Los días de autonomía pensados para esta instalación serán 3 días. Se han elegido 3 días de autonomía ya que se considera que el lugar en el que está situada la instalación carece de sol muy pocos días al año.

La máxima profundidad de descarga de este tipo de baterías es del 80% ya que son baterías de descarga profunda. Sabiendo esto, se procede a calcular la capacidad nominal total requerida por las baterías en Ah para así saber el número exacto de baterías necesarias:

$$C_n \text{ (Ah)} = \frac{E_R \cdot N}{P_d \cdot V_{bat}} = \frac{1322230 \text{ Wh} \cdot 3}{0,8 \cdot 48 \text{ V}} = 103299,22 \text{ Ah} \quad (11)$$

Siendo:

- C_n = Capacidad nominal total requerida por las baterías (Ah)
- E_R : La energía real que consume la instalación (Wh).
- N : días de autonomía de la instalación.
- P_d : Profundidad de descarga.

- V_{bat} : Voltaje de la batería seleccionada (48 V).

Una vez calculada la capacidad nominal de la batería, según la ecuación (11), y sabiendo la capacidad de la batería elegida (519 Ah), se podrá saber el número necesario de las mismas:

$$N_{bat} = \frac{C_n}{C_{bat}} = \frac{103298,611 \text{ Ah}}{519 \text{ Ah}} = 199,034 \cong 200 \text{ baterías} \quad (12)$$

En la que:

- N_{bat} = número total de baterías necesarias.
- C_n = Capacidad nominal total requerida por las baterías (Ah).
- C_{bat} = Capacidad nominal de la batería seleccionada (Ah).

Debido a que el voltaje de continua de la instalación será 420 V y cada batería tiene una tensión de 48 V, será necesario conectar nueve baterías en serie. Conectando dichas baterías en serie, se tendrá que calcular cuántas ramas de baterías en paralelo serán necesarias para obtener la capacidad de acumulación deseada:

$$N^{\circ}bat_{paralelo} = \frac{n^{\circ}bat}{n^{\circ}bat \text{ serie}} = \frac{200}{9} = 22,22 \cong 23 \text{ baterías en paralelo} \quad (13)$$

Debido a la necesidad de que todas las filas sean iguales, el número total de baterías a instalar es:

$$N_{TotalBaterías} = n^{\circ}bat \text{ serie} \cdot N^{\circ}bat \text{ paralelo} = 9 \cdot 23 = 207 \text{ baterías} \quad (14)$$

2.3. Regulador/Inversor.

A la hora de dimensionar el regulador/inversor debe tenerse en cuenta la corriente máxima que va a circular por la instalación, de forma que el regulador/inversor soporte como mínimo dicha intensidad. En resumen se deberá tener en cuenta la corriente que produce el generador, la corriente que consume la carga, y la potencia de salida necesaria.

Según el IDAE “se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño a una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- *Corriente en la línea del generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en las condiciones estándar de mantenimiento.*
- *Corriente en la línea de consumo: un 25% superior a la corriente máxima de la carga de consumo.”*

Para esta instalación se ha elegido un inversor trifásico híbrido de la gama Zigor que permite hacer la función de regulador a la vez que invierte la corriente necesaria para alimentar a los receptores. Con este componente se hace más sencilla la instalación y más manejable, por lo que para la elección de este inversor híbrido hay que tener en cuenta tanto la intensidad que tiene que soportar el regulador como la potencia total que debe convertir el inversor. En primer lugar se calculará la intensidad máxima que debe soportar el regulador.

El inversor híbrido seleccionado es el “*Inversor Zigor Solar HIT3C 100*”. Las características de este inversor híbrido son las siguientes: es trifásico, permite una potencia de salida AC de 100 kW, permite conectar a su entrada las baterías (con una $I_{\max} = 350$ A y un $V=420$ V), los módulos fotovoltaicos y el grupo electrógeno.

La intensidad del generador, es decir, la intensidad máxima de producción, será:

$$I_{gen} = I_{sc} \cdot n^{\circ} \text{módulos en paralelo} \quad (15)$$

Donde:

- I_{gen} = Es la intensidad máxima de producción (A).
- I_{sc} = Intensidad de cortocircuito del módulo ATERSA A-320M GSE (8,81 A).

$$I_{gen} = 1,25 \cdot 8,81 \text{ A} \cdot 67 = 737,84 \text{ A} \quad (15)$$

NOTA: El 1,25 es un factor de seguridad, para no escoger el regulador de forma que regule la intensidad justa, sino que haya un margen de seguridad por si varía en algún momento.

La intensidad máxima de consumo se determina con la ecuación (16), teniendo en cuenta todos los consumos al mismo tiempo:

$$I_c = \frac{1,25 \cdot (P_{DC} + P_{AC})}{V_{bat}} \quad (16)$$

En la que:

- I_c = Intensidad máxima de consumo (A).
- P_{DC} = La potencia de continua de la instalación (W). En este caso la $P_{DC} = 0$ ya que en esta instalación todas las estaciones de recarga utilizadas funcionan con corriente alterna.
- P_{AC} la potencia que consumen los receptores. Dicha potencia se ha calculado en el capítulo 1 de este anexo.
- V_{bat} = Voltaje total de las baterías (V).

Teniendo en cuenta la potencia máxima que consumen todas las estaciones de recarga se tiene que la potencia total de consumo de las baterías es:

$$P_{AC} = 3600 W \cdot 2 + 22000 W \cdot 4 = 95200 W \quad (17)$$

Por tanto, la intensidad consumida por los receptores será:

$$I_c = \frac{1,25 \cdot (0 + 95200 W)}{420 V} = 183,34 A$$

Esta cantidad es inferior a la producida por el campo fotovoltaico, por tanto, se deberá elegir un inversor híbrido que soporte en funcionamiento una intensidad como máxima de 737,84 A. Además, debe elegirse en función de la tensión de trabajo de las baterías, ya que si la de los módulos fuera distinta a la de las baterías, el mismo regulador controlaría la tensión del módulo a la de las baterías aunque eso implique que

se pierda rendimiento del módulo. En este caso, ambos trabajan en la misma tensión, por lo que habrá que elegir un regulador que soporte 420 V de tensión de trabajo en continua, con una $I = 737,84 \text{ A}$.

Según las especificaciones del inversor/regulador elegido, mostradas en la memoria descriptiva de este proyecto, la intensidad máxima que puede soportar para la gestión de las baterías es de 350 A. Se considerara colocar varios reguladores en paralelo para conseguir soportar la máxima corriente de la instalación, obteniéndose:

$$n^{\circ} \text{ inversores híbridos} = \frac{I_c}{I_{reg}} = \frac{737,84 \text{ A}}{350 \text{ A}} \cong 2,1 = 3 \text{ inversores híbridos} \quad (18)$$

Se necesitarían tres inversores híbridos trifásicos, conectados en paralelo, para cumplir las especificaciones necesarias del inversor híbrido.

A continuación se debe verificar que cumple todos los requisitos de diseño de las distintas partes. Por ello, se tiene que estudiar si con estos tres inversores se cumplen las especificaciones necesarias para convertir la potencia que consumen los receptores.

El inversor elegido deberá permitir un voltaje de entrada de 420 V y un voltaje de salida de 400/230 V (Se necesitan 400 V para alimentar las estaciones de recarga rápida y 230 V para alimentar las estaciones de recarga lenta). Además deberá poder soportar una potencia como mínimo de 95200 W, que es la máxima potencia demandada por la carga, la cual se había calculado ya en el capítulo 1 de este anexo.

El dimensionamiento del inversor se realiza para satisfacer la demanda de potencia en servicio continuo máximo de los receptores, que es igual a la suma de las potencias de todos los receptores que pueden funcionar simultáneamente. Aun así es recomendable un cierto sobredimensionamiento del inversor de un 25%, por lo que:

$$P_{AC} = 1,25 \cdot 95200 \text{ W} = 119000 \text{ W} \quad (19)$$

Sabiendo que el inversor permite una potencia de salida de 100 kW se puede obtener el número de inversores necesarios para soportar la potencia producida.

$$N^{\circ} \text{inversor}_{\text{paralelo}} = \frac{P_{AC}}{P_{\text{inversor}}} = \frac{119000 \text{ W}}{100000 \text{ W}} \cong 1,19 = 2 \text{ inversores en paralelo (20)}$$

Se observa, que para la potencia máxima consumida, dos inversores híbridos serían suficientes, por lo que se verifica que, colocando los tres inversores híbridos calculados en la ecuación (18) se cumplirían todos los requisitos de diseño de las distintas partes.

2.4. Puesta a tierra.

En primer lugar se estudia la resistividad del terreno. El terreno en el que se encuentra la instalación es de suelo pedregoso, por lo que su resistividad será de $3000 \Omega \cdot m$, según lo especificado en la Tabla 3 de la ITC-BT-18.

El electrodo se dimensionará de forma que su resistencia de tierra sea tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V.

Para calcular la resistencia de tierra se comienza calculando la resistencia de pica:

$$R_p = \frac{\rho}{L} \quad (21)$$

Siendo:

R_p = La resistencia de la pica (Ω).

ρ = Es la resistividad del terreno, que en nuestro caso es de $3000 \Omega \cdot m$

L = Longitud de la pica, que según la norma suele ser de 1,5-2 m

Se obtiene un valor para la resistencia de la pica de:

$$R_p = \frac{\rho}{L} = \frac{3000 \Omega \cdot m}{2 m} = 1,5 \text{ k}\Omega$$

Teniendo en cuenta que se quiere que la resistencia de tierra sea de 37Ω o inferior, se calcula el número de picas necesarias para cumplir con esta especificación.

$$N^{\circ} \text{ picas} = \frac{R_p}{R_t} \quad (22)$$

Siendo:

- R_p = La resistencia de la pica (Ω).
- R_t = la resistencia total de tierra, la cual se tiene que cumplir que sea inferior a 37Ω .

$$N^{\circ} \text{ picas} = \frac{1500 \Omega}{37 \Omega} = 40,054 \text{ picas} \cong 41 \text{ picas}$$

Con 41 picas, la resistencia total de tierra sería:

$$R_t = \frac{1500 \Omega}{41} = 36,585 \Omega$$

Teniendo la resistencia total de tierra, se calculará la intensidad residual máxima la cual es necesaria para elegir la sensibilidad de los interruptores diferenciales.

Para el cálculo de la intensidad residual se utiliza la expresión:

$$I_{res} = \frac{V}{R_T} \quad (23)$$

En la que:

- I_{res} = Intensidad residual máxima (A).
- V = tensión de contacto máxima que puede darse (V).
- R_T = Resistencia total de tierra (Ω)

$$I_{res} = \frac{24 V}{36,585 \Omega} = 0,656 A$$

En la tabla 3 se pueden observar los datos obtenidos para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra.

Resistencia puesta a tierra		
Resistividad	3000,00	$\Omega \cdot m$
Resistencia por pica	1500	Ω
Tipo conexión picas	Paralelo	
Nº de picas	41	ud.
Resistencia total	36,5854	Ω
Intensidad residual máx.		
Instalación VE	0,656	A

Tabla 3. Características de la puesta a tierra de la instalación

Al tener una resistividad del terreno tan alta, el número de picas a colocar es muy elevado, lo que conlleva a que el presupuesto de la puesta a tierra sea mayor, como puede observarse en la figura 4.

		P	28.365,03	28.365,03		
I	Capítulo	Instalaciones	1.563.891,38	1.563.891,38		
IE	Capítulo	Eléctricas	1.563.891,38	1.563.891,38		
IEP	Capítulo	Puesta a tierra	1.823,15	1.823,15		
IEP010	Partida	Ud	Red de toma de tierra para estructura de hormigón del edificio con 100 m de conductor de cobre desnudo de 35 mm ² y 41 picas.	1,000	1.823,15	1.823,15
			Red de toma de tierra para estructura de hormigón del edificio con 100 m de conductor de cobre desnudo de 35 mm ² y 41 picas.			
mt35tte010b	Material	m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm ² .	100,000	1,280	128,00
mt35tte010c	Material	Ud	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 15 mm de diámetro y 2 m de longitud.	41,000	8,230	337,43
mt35tte020a	Material	Ud	Placa de cobre electrolítico puro para toma de tierra, de 300x100x3 mm, con bome de unión.	4,000	17,110	68,44
mt35tte010c	Material	Ud	Soldadura aluminotérmica del cable conductor a la placa.	45,000	1,600	72,00
mt35tta020	Material	Ud	Punto de separación pica-cable formado por cruqueta en la cabeza del electrodo de la pica y pletina de 50x30x7 mm, para facilitar la soldadura aluminotérmica.	41,000	7,070	289,87
mt35www020	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,000	0,530	0,53

+

Figura 4. Presupuesto de la puesta a tierra utilizando 41 picas.

Por ello se ha pensado en una segunda opción que puede ser una solución sencilla y resultar más barata. Esta solución es colocar un conductor desnudo de cobre enterrado en anillo en una zanja. A este anillo se le conectarán las estructuras metálicas de los módulos fotovoltaicos y los receptores.

Para calcular la longitud necesaria de este conductor para que proteja correctamente se utiliza la siguiente ecuación:

$$R_{anillo} = \frac{2 \cdot \rho}{L}$$

Siendo:

- R_{anillo} = Resistencia del anillo, el cual debe ser inferior a 37Ω .
- P = Resistividad del terreno ($3000 \Omega \cdot m$).
- L = Longitud del conductor de cobre.

Se tendría que:

$$L = \frac{2 \cdot \rho}{R_{anillo}} = \frac{2 \cdot 3000 \Omega \cdot m}{37 \Omega} = 162,16 m$$

Con esta solución se ahorra en el presupuesto de la puesta a tierra y además es más sencillo realizar una sola zanja y colocar un conductor de cobre que ir realizando pequeñas zanjas cada cuatro metros y colocando una a una las picas.

Por tanto, de las dos soluciones propuestas se ha elegido que en esta instalación se utilice el conductor desnudo enterrado en zanja, ya que tiene la misma efectividad que las picas y resulta más económico.

2.5. Cableado.

Las ecuaciones a utilizar para determinar las características generales de los cableados de las distintas partes de la que se compone la instalación se detallarán a continuación. Para el cálculo del cableado se debe saber la corriente en cada punto de la instalación, el criterio de la caída de tensión y la corriente y resistencia de cortocircuito.

Para obtener la intensidad en amperios, la expresión a utilizar será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} \rightarrow \text{Trifásica} \quad (24)$$

$$I = \frac{P}{V \cdot \cos \phi} \rightarrow \text{Monofásica} \quad (25)$$

$$I = \frac{P}{V} \rightarrow \text{Corriente continua} \quad (26)$$

Siendo:

- P = Potencia de cálculo en vatios (W).
- V = Tensión en voltios (420 → corriente continua (CC), 400 → corriente alterna (AC)).
- $\cos(\emptyset)$ = factor de potencia. Según el IDAE el factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal, por ello, se ha elegido utilizar un $\cos(\emptyset) = 1$.

Para obtener la caída de tensión para una sección dada se utiliza la siguiente expresión:

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \emptyset}{C \cdot s} \rightarrow \text{Trifásica} \quad (27)$$

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \emptyset}{C \cdot s} \rightarrow \text{Monofásica} \quad (28)$$

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I}{C \cdot s} \rightarrow \text{Corriente continua} \quad (29)$$

Dónde:

- L = Longitud de la línea (m).
- s = Sección del conductor (mm^2)
- I = Intensidad que circula por el cableado (A).
- $\cos(\emptyset)$ = factor de potencia. Según el IDAE el factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal, por ello, se ha elegido utilizar un $\cos(\emptyset) = 1$.
- C = Conductividad del material del cable (Cu (25°C) = $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, Al (25°C) = $35 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$).

Para determinar el poder de corte de los fusibles hay que tener en cuenta siempre el caso más desfavorable, y eso es cuando se produzca el cortocircuito. Para ello se tiene que calcular la intensidad de cortocircuito (I_{cc}). La intensidad y resistencia de cortocircuito se calcularán de la siguiente forma:

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}} \quad (30)$$

En la que:

- I_{cc} = Intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado (A).
- V = tensión de alimentación fase-neutro (CC \rightarrow 420 V y AC \rightarrow 230 V)
- R_{cc} = Resistencia de cortocircuito (Ω).

El poder de corte se elegirá con un calibre igual o mayor a esa I_{cc} .

La expresión utilizada para la R_{cc} es:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L}{s} \quad (31)$$

Dónde:

- ρ = Resistividad del cobre a 20 °C \rightarrow 0,018 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- L = Longitud de la línea (m).
- s = sección del conductor (mm^2).

2.5.1. Módulo fotovoltaico-inversor/regulador

En primer lugar se calculará la sección del cableado que va desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores híbridos Zigor Solar HIT3C 100. Esta parte de la instalación trabaja en continua (420 V_{DC}). Se ha elegido una distribución por tramos para que la sección del cableado no sea demasiado grande, ya que de esta forma se consigue que la intensidad total se divida.

Se han distribuido de la siguiente forma: se tendrá un tramo en el que se conectarán 23 ramas de módulos en paralelo, con once módulos en serie cada rama. Estos módulos irán conectados a uno de los inversores híbridos. El segundo y tercer tramo contarán con 22 ramas de módulos conectadas en paralelo, con once módulos en serie, y cada uno de los tramos se conectará al inversor correspondiente. De esta forma se tendrán tres canalizaciones por la que se distribuirá la energía producida.

Todos los tramos contarán con conductores de cobre unipolares sobre bandejas de rejilla, ya que estos conductores irán sobre las marquesinas del parking, de material XLPE, por lo que la selección de las secciones normalizadas se elegirán según las especificaciones de la Tabla A-52-1 bis, columna E-12, de la ITC-BT-19.

Los neutros de dichos cableados siguen las especificaciones de la Tabla 1 de la ITC-BT-07 y la elección de las canalizaciones, en este caso, dependen de la Tabla 2 de la ITC-BT-21, que es la correspondiente para conductores con tubos al aire.

Los valores de las distintas longitudes que se emplearán para el cálculo de la sección mínima de los cables conductores, serán los siguientes (ver plano 02):

- $L_1 = 182,15$ m. Es la longitud que recorre el cable desde la salida del generador fotovoltaico del tramo 1 hasta el inversor/regulador 1.
- $L_2 = 126,22$ m. Es la longitud que recorre el cable desde la salida del generador fotovoltaico del tramo 2 hasta el inversor/regulador 2.
- $L_3 = 194,97$ m. Es la longitud que recorre el cable desde la salida del generador fotovoltaico del tramo 3 hasta el inversor/regulador 3.

En primer lugar, se calcula la corriente máxima que produciría cada tramo. La intensidad se corresponde con la intensidad máxima que puede circular por ese tramo, que coincide con la intensidad de cortocircuito (I_{sc}) del módulo seleccionado (especificado en la memoria descriptiva) multiplicada por el número de módulos totales en paralelo.

De esta forma se obtendría que la intensidad máxima que puede circular es:

$$I = I_{sc} \cdot n_{mp} \quad (32)$$

Siendo

- I_{sc} = Intensidad cortocircuito del módulo seleccionado ($I_{sc}=8,81$ A).
- n°_{mp} = número de módulos en paralelo del tramo.

Por tanto, utilizando la ecuación (32), se obtendría que la intensidad máxima que producen los módulos fotovoltaicos es de:

- **Tramo 1:**

Es el tramo correspondiente a la conexión de 23 ramas de módulos conectadas en paralelo a uno de los inversores híbridos:

$$I_1 = 8,81 \text{ A} \cdot 23 = 202,63 \text{ A}$$

- **Tramo 2 y 3:**

Son los tramos correspondientes a la conexión de 22 ramas de módulos conectadas en paralelo a sus correspondientes inversores:

$$I_2 = 8,81 \text{ A} \cdot 22 = 193,82 \text{ A}$$

El inversor que lleve conectado el tramo uno de módulos soportará más intensidad que en el resto de tramos, pero como el inversor/regulador elegido es capaz de soportarla no supone un problema.

A continuación se calcula la caída de tensión según la ITC-BT-14. Se halla teniendo en cuenta que la caída de tensión máxima es del 3% entre generador y regulador según el IDAE (especificado en la memoria descriptiva).

La máxima caída de tensión sería entonces:

$$e = \frac{3 \cdot V}{100} = \frac{3 \cdot 420 \text{ V}}{100} = 12,6 \text{ V} \quad (31)$$

Por tanto, según el criterio de caída de tensión, utilizando la ecuación (29), ya que es continua, las secciones necesarias serían:

Tramo 1: Módulo fotovoltaico 1-inversor/regulador 1

$$s = \frac{2 \cdot L_1 \cdot I_1}{C \cdot e} = \frac{2 \cdot 185,05 \text{ m} \cdot 202,63 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 12,6 \text{ V}} = 106,3 \text{ mm}^2$$

Se elige la siguiente sección normalizada superior que hay, teniendo en cuenta que son conductores unipolares monofásicos y que su instalación será sobre bandejas de rejilla, es decir, teniendo en cuenta la Tabla A-52-1 bis, columna E-12. Se obtiene una sección de 120 mm^2 , la cual soporta una intensidad máxima admisible de 348 A. Contará con un neutro de $s = 70 \text{ mm}^2$ y discurrirá por una canalización de 75 mm de diámetro.

Además, contará con un conductor de protección de $s=60 \text{ mm}^2$ (Tabla 2 ITC-BT-18) ya que los módulos cuentan con una derivación a tierra y tienen que contar con este conductor.

Una vez sabida la sección se calcula la intensidad de cortocircuito y la resistencia de cortocircuito de dicho tramo, con las ecuaciones (30) y (31). Se necesita saber ambos datos para luego elegir las protecciones correctamente. Por tanto:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_1}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 185,05 \text{ m}}{120 \text{ mm}^2} = 0,056 \Omega$$

La intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}} = \frac{420 \text{ V}}{0,056 \Omega} = 7,5 \text{ kA}$$

Tramo 2: Módulo fotovoltaico 2-inversor/regulador 2

$$s = \frac{2 \cdot L_2 \cdot I_2}{C \cdot e} = \frac{2 \cdot 129,12 \text{ m} \cdot 193,82 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 12,6 \text{ V}} = 70,94 \text{ mm}^2$$

La sección elegida es $s=95 \text{ mm}^2$. Por tanto, en este caso, la sección elegida contará con un neutro con $s = 50 \text{ mm}^2$ con una canalización de 63 mm de diámetro.

Este tramo, contará con un conductor de protección de $s=50 \text{ mm}^2$ (Tabla 2 ITC-BT-18).

Seguidamente se calcula la intensidad de cortocircuito (ecuación (30)) y la resistencia de (ecuación (31)) de dicho tramo:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_2}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 129,12 \text{ m}}{95 \text{ mm}^2} = 0,049 \Omega$$

Por tanto, la intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}} = \frac{420 \text{ V}}{0,049 \Omega} = 8,57 \text{ kA}$$

Tramo 3: Módulo fotovoltaico 3-inversor/regulador 3

$$s = \frac{2 \cdot L_3 \cdot I_3}{C \cdot e} = \frac{2 \cdot 197,87 \text{ m} \cdot 193,82 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 12,6 \text{ V}} = 108,71 \text{ mm}^2$$

La sección elegida es $s=120 \text{ mm}^2$. Por tanto, en este caso, la sección elegida contará con un neutro con $s = 70 \text{ mm}^2$ con una canalización de 75 mm de diámetro.

Este tramo tendrá un conductor de protección de 60 mm^2 .

A continuación se calcula la intensidad de cortocircuito (ecuación (30)) y la resistencia de cortocircuito (ecuación (31)) de dicho tramo:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_2}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 197,87 \text{ m}}{120 \text{ mm}^2} = 0,0594 \Omega$$

Por tanto, la intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}} = \frac{420 \text{ V}}{0,0594 \Omega} = 7,1 \text{ kA}$$

2.5.2. Batería – Regulador/inversor.

A continuación, se comienza a calcular las secciones necesarias para los tramos de conexión de las baterías a los reguladores/ inversores. Esta parte de la instalación, al igual que la de los módulos fotovoltaicos, trabaja en continua.

Se cuenta con 23 ramas en paralelo de baterías, las cuales cuentan con nueve baterías en serie cada una de ellas. A su vez, se tienen tres inversores/ reguladores que se encargan de regular y proteger a las baterías.

Para que la distribución sea equilibrada se ha decidido colocar una rama más de baterías en paralelo, quedando un total de 24 ramas de baterías en paralelo, con nueve baterías en serie cada rama, las cuales se van a dividir en tres tramos de ocho baterías en paralelo. Cada tramo se conectará a cada inversor, asegurando, de esta forma, que toda la energía producida por los módulos se almacene sin tener pérdidas.

Para el cálculo de las baterías se debe tener en cuenta que tienen que soportar la intensidad máxima que suministran los módulos fotovoltaicos, ya que es la intensidad con la que se cargarán los acumuladores.

Sabiendo que deben soportar la máxima intensidad producida por los módulos fotovoltaicos, la cual es:

$$I_{bat} = I_{sc} \cdot n_{mtp}^o = 8,81 A \cdot 67 = 590,27 A \quad (33)$$

Siendo:

- I_{bat} = Intensidad total que circula por las baterías.
- I_{sc} = Intensidad cortocircuito del módulo seleccionado ($I_{sc}=8,81 A$).
- n_{mtp}^o = número totales de módulos en paralelo.

Y que las baterías estarán divididas en tres tramos, exactamente iguales, se puede calcular la intensidad que circula por cada uno, que es la intensidad total que soportan entre el número de tramos en los que se dividen:

$$I_T = \frac{I_{bat}}{n^{\circ} \text{ tramos a dividir}} = \frac{590,27 A}{3} = 196,76 A \text{ por tramo} \quad (34)$$

Todas las secciones de este tramo se elegirán en función de lo estipulado por la Tabla D de la ITC-BT-19, ya que los conductores serán de cobre unipolar, XLPE y enterrados bajo tubo.

Los neutros de dichos cableados siguen las especificaciones de la Tabla 1 de la ITC-BT-07 y la elección de las canalizaciones, en este caso, dependen de la Tabla 9 de la ITC-BT-21, que es la correspondiente para conductores enterrados.

Las longitudes equivalentes a cada tramo son:

- $L_1 = 8,01$ m. Es la longitud que recorre el cable desde la salida del tramo 1 de las baterías hasta el inversor híbrido 1.
- $L_2 = 6,75$ m. Es la longitud que recorre el cable desde la salida del tramo 2 de las baterías hasta el inversor híbrido 2.
- $L_3 = 5,48$ m. Es la longitud que recorre el cable desde la salida del tramo 3 de las baterías hasta el inversor híbrido 3.

Teniendo las longitudes equivalentes y la intensidad (ecuación (33)), se puede calcular la sección de los tramos:

Tramo 1: Batería 1- Regulador/Inversor 1

En primer lugar se tiene que calcular la máxima caída de tensión que se permite, la cual, en el caso del cableado para la conexión de las baterías con el regulador, la máxima permitida por el IDAE es del 1%. Debido a que la tensión nominal de continua es de 420 V se tiene una caída de tensión máxima de:

$$e = \frac{1 \cdot V}{100} = \frac{1 \cdot 420 V}{100} = 4,2 V \quad (35)$$

A continuación, se puede calcular la sección según el criterio de caída de tensión, ya que se han calculado las longitudes equivalentes, la intensidad que circula y la máxima caída de tensión permitida:

$$s = \frac{2 \cdot L_1 \cdot I_1}{C \cdot e} = \frac{2 \cdot 8,01 \text{ m} \cdot 196,76 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 4,2 \text{ V}} = 13,41 \text{ mm}^2$$

La sección elegida es $s = 70 \text{ mm}^2$, ya que es la primera sección de valor superior que además tiene una intensidad máxima admisible a la que circula por el cableado.

Tendrá un neutro con $s = 35 \text{ mm}^2$ y discurrirá por una canalización de diámetro $d = 125 \text{ mm}$ (Tabla 9 ITC-BT-21 para conductores enterrados).

Una vez sabida la sección se calcula la intensidad de cortocircuito (ecuación (30)) y la resistencia de cortocircuito (ecuación (31)) de dicho tramo:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_1}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 8,01 \text{ m}}{70 \text{ mm}^2} = 0,00412 \Omega$$

Por tanto, la intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}} = \frac{420 \text{ V}}{0,00412 \Omega} = 101,956 \text{ kA}$$

Tramo 2: Batería 2- Regulador/Inversor 2

La intensidad que circula por este tramo y la máxima caída de tensión son iguales a las que circulan por el tramo 1, pudiéndose observar éstas en las ecuaciones (34) y (35) respectivamente. Sabiendo que la longitud equivalente de este tramo es $L_2 = 6,75 \text{ m}$, se puede calcular la sección mediante el criterio de caída de tensión (ecuación (29)).

$$s = \frac{2 \cdot L_2 \cdot I_2}{C \cdot e} = \frac{2 \cdot 6,75 \text{ m} \cdot 196,76 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 4,2 \text{ V}} = 11,3 \text{ mm}^2$$

La sección elegida es $s = 70 \text{ mm}^2$, por el mismo motivo que en el tramo anterior. El cable será unipolar de cobre con material XLPE, con un neutro con $s = 35 \text{ mm}^2$ y discurrirá por una canalización de diámetro $d = 125 \text{ mm}$ (Tabla 9 ITC-BT-21 para conductores enterrados).

Luego, se calcula la intensidad de cortocircuito (ecuación (30)) y la resistencia de cortocircuito (ecuación (31)) de dicho tramo:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_2}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 6,75 m}{70 mm^2} = 0,0035 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}} = \frac{420 V}{0,0035 \Omega} = 120 kA$$

Tramo 3: Batería 3-Regulador/Inversor 3

Este tramo también comparte las mismas características de intensidad y caída de tensión que los dos anteriores. Sabiendo que la longitud equivalente de este tramo es $L_3 = 5,48 m$, se puede calcular la sección mediante el criterio de caída de tensión (ecuación (29)).

$$s = \frac{2 \cdot L_3 \cdot I_3}{C \cdot e} = \frac{2 \cdot 5,48 m \cdot 196,76 A}{56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 4,2 V} = 9,17 mm^2$$

La sección elegida es $s = 70 mm^2$, por el mismo motivo que en los tramos anteriores. El cable será monofásico XLPE, con un neutro con $s = 35 mm^2$ y discurrirá por una canalización de diámetro $d = 125 mm$ (Tabla 9 ITC-BT-21 para conductores enterrados).

Por último, se calcula la intensidad de cortocircuito (ecuación (28)) y la resistencia de cortocircuito (ecuación (29)) de dicho tramo:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_3}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 5,48 m}{70 mm^2} = 0,0029 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}} = \frac{420 V}{0,0029 \Omega} = 144,827 kA$$

2.5.3 Inversor/Regulador- Caja de protección de AC.

El siguiente tramo a dimensionar es la conexión de la salida de los inversores híbridos a la caja de protección AC, que es la caja donde se integrarán los inversores híbridos a los receptores, contando cada uno de ellos con sus correspondientes protecciones. En este tramo de conexión circula corriente alterna.

Todas las secciones de este tramo se elegirán en función de lo estipulado por la Tabla A-52-1 bis, columna B1-8, de la ITC-BT-19, ya que los conductores son de cobre, unipolares, trifásicos con material XLPE y se encontrarán instalados en tubos empotrados en obra.

Los neutros de dichos cableados siguen las especificaciones de la Tabla 1 de la ITC-BT-07 y la elección de las canalizaciones, en este caso, dependen de la Tabla 5 de la ITC-BT-21, que es la correspondiente para conductores empotrados.

Para el dimensionamiento de este tramo se debe saber la intensidad máxima que puede circular a la salida del inversor. Se cuenta con tres inversores con las mismas características, por lo que calculando la intensidad máxima a la salida de un inversor híbrido, utilizando la ecuación (24) descrita anteriormente, se sabrá la máxima intensidad que circula por el inversor análogo.

De esta forma se tendría:

$$I_{ca} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} \quad (\text{ecuación 24})$$

Donde,

- I_{ca} = es la intensidad de corriente alterna de salida del inversor (A).
- P es la potencia alterna máxima que pueden entregar los inversores seleccionados a su salida. La potencia máxima que puede entregar cada inversor es de 100000 W (Zigor Solar HIT3C 100).
- V = es la tensión nominal de salida del inversor, es decir, $V=400$ V.

- $\cos(\phi)$ = factor de potencia que, según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, dicho factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas deberá ser igual a la unidad (1).

Sustituyendo en la expresión (24) resulta una intensidad en corriente alterna de salida del inversor de valor:

$$I_{ca} = \frac{100000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 1} = 144,35 \text{ A}$$

Las longitudes equivalentes calculadas para cada tramo son:

- $L_1 = 6,94 \text{ m}$. Longitud del tramo de conexión desde el inversor 1 hasta la caja de AC.
- $L_2 = 5,89 \text{ m}$. Longitud del tramo de conexión desde el inversor 2 hasta la caja de AC.
- $L_3 = 4,83 \text{ m}$. Longitud del tramo de conexión desde el inversor 3 hasta la caja de AC.

Teniendo en cuenta que la caída de tensión máxima admisible entre la conexión del inversor con los receptores es del 3% ($3 \cdot 400 / 100 = 12 \text{ V}$) se calcula la sección aplicando el criterio de la caída de tensión (ecuación (27)):

Tramo 1: Inversor/Regulador 1-Caja de protección AC

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L_1 \cdot I_1 \cdot \cos \phi}{C \cdot e} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,94 \text{ m} \cdot 144,35 \text{ A} \cdot 1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 12 \text{ V}} = 2,58 \text{ mm}^2$$

En este caso, este tramo de la instalación irá empotrada por el interior de la caseta de los inversores, por lo que se elegirá la sección superior al valor obtenido siguiendo los datos de la A-52-1 bis, de la ITC-BT-19. Según el criterio de caída de tensión, se debe elegir una sección de $s = 6 \text{ mm}^2$, pero dicha sección no soportaría la intensidad que circula por el cable, de forma que hay que aumentar la sección a 70 mm^2 , la cual tiene una intensidad máxima admisible de 185 A, y cumple el criterio de caída de tensión y el de sección mínima.

La sección elegida contará con un neutro de $s = 35 \text{ mm}^2$, que discurrirá por una canalización de 63 mm de diámetro (Tabla 9 de la ITC-BT-21).

La intensidad de cortocircuito (ecuación (30)) y la resistencia de cortocircuito (ecuación (31)) de dicho tramo será, por tanto:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_1}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 6,94 \text{ m}}{70 \text{ mm}^2} = 0,0036 \Omega$$

La intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot R_{cc}} = \frac{230 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0,0036 \Omega} = 36,9 \text{ kA}$$

Tramo 2: Inversor/Regulador 2-Caja de protección de AC

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L_2 \cdot I_2 \cdot \cos \phi}{C \cdot e} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,89 \text{ m} \cdot 144,35 \text{ A} \cdot 1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 12 \text{ V}} = 2,19 \text{ mm}^2$$

La sección elegida será de 70 mm^2 por el mismo motivo que en el tramo 1. Contará con las mismas características de canalización y neutro e intensidad admisible.

Sabiendo la sección normalizada escogida, se calcula la intensidad de cortocircuito y la resistencia de cortocircuito:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_2}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 5,89 \text{ m}}{70 \text{ mm}^2} = 0,0031 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot R_{cc}} = \frac{230 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0,0031 \Omega} = 42,84 \text{ kA}$$

Tramo 3: Inversor/Regulador 3- Caja de protección AC

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L_3 \cdot I_3 \cdot \cos \phi}{C \cdot e} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4,83 \text{ m} \cdot 144,35 \text{ A} \cdot 1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 12 \text{ V}} = 1,8 \text{ mm}^2$$

La sección elegida será de 70 mm^2 por el mismo motivo que en los tramos anteriores. Contará con las mismas características de canalización y neutro e intensidad admisible.

Sabiendo la sección normalizada escogida, se calcula la intensidad de cortocircuito (ecuación (30)) y la resistencia de cortocircuito (ecuación (31)):

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_3}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 4,83 \text{ m}}{70 \text{ mm}^2} = 0,0025 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot R_{cc}} = \frac{230 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0,0025 \Omega} = 53,12 \text{ kA}$$

2.5.4. Caja de protección AC- receptores AC

Una vez integrados los inversores híbridos con los receptores AC, se calcula la sección del tramo de la conexión de la salida de la caja de protección AC a las seis estaciones de recarga con las que cuenta la instalación.

Las estaciones de recarga se alimentan con corriente alterna, tanto la rápida como la lenta (ver Anexo 7 de fichas técnicas). Para las estaciones de recarga lenta se utilizarán cables monofásicos y para los de recarga rápida se utilizará cableado trifásico.

Los inversores híbridos llegan a la caja de protección de AC y se unen en paralelo entre ellos. De esta forma se repartirá en tres fases la potencia a los receptores.

En este caso, tendrá que dividirse en dos tramos dichas conexiones, uno por el que circula la intensidad necesaria para que funcionen las estaciones de recarga lenta, que son dos, y uno por el que circulará la intensidad necesaria para las estaciones de recarga rápida, las cuales son cuatro. De esta forma, se proporciona la intensidad necesaria para ambos tipos receptores.

Sabiendo que los receptores consumen una potencia total de 95200 W (ecuación (3)), de la cual 7200 W los consumen las estaciones de recarga lenta y los 88000 W los

consumen las estaciones de recarga rápida, se calcula la intensidad total que se tendría a la salida de la caja de protección de AC, utilizando la ecuación (24):

$$I_{SAC} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\emptyset)}$$

Siendo:

- I_{SAC} = es la intensidad de corriente alterna de salida del inversor (A).
- P es la potencia alterna máxima que pueden entregar los inversores seleccionados a su salida (95,2 kW).
- V = es la tensión nominal de salida de la instalación, es decir, V=400 V.
- $\cos(\emptyset)$ = factor de potencia. Según el IDAE el factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal, por ello, se ha elegido utilizar un $\cos(\emptyset) = 1$.

$$I_{SAC} = \frac{95000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 1} = 137,12 \text{ A}$$

La intensidad total a la salida de la caja de protección de AC, se repartirá entre las distintas estaciones de recarga.

Los neutros de dichos cableados siguen las especificaciones de la Tabla 1 de la ITC-BT-07 y la elección de las canalizaciones, en este caso, dependen de la Tabla 9 de la ITC-BT-21, que es la correspondiente para conductores enterrados.

La caída de tensión máxima que puede haber entre el inversor y los receptores es del 3%, por lo que calculándola se tiene que la caída máxima de tensión permitida en voltios es:

$$e = \frac{3 \cdot V}{100} = \frac{3 \cdot 400}{100} = 12 \text{ V} \rightarrow \text{Estaciones de recarga rápida (36)}$$

$$e = \frac{3 \cdot V}{100} = \frac{3 \cdot 230}{100} = 6,9 \text{ V} \rightarrow \text{Estaciones de recarga lenta (37)}$$

Las longitudes equivalentes calculadas para cada tramo, explicado anteriormente, son:

- $L_1 = 10,44$ m. Longitud del tramo de conexión desde la caja de AC hasta las estaciones de recarga lentas.
- $L_2 = 12,81$ m. Longitud del tramo de conexión desde la caja de AC hasta las estaciones de carga rápidas.

Las longitudes equivalentes se han calculado escogiendo la longitud del receptor más lejano con respecto a la caja de protección AC.

Teniendo la caída de tensión máxima (ecuación (36)) y las longitudes equivalentes, se calcula la intensidad (ecuación (24)) y sección (ecuación (28)) para cada tramo:

Tramo 1: Caja de protección AC-Estaciones de recarga lentas

La potencia necesaria por cada estación de recarga lenta es de 3600 W. Se dimensionará el cableado para una estación de recarga, habiendo calculado la longitud equivalente para la más lejana, de forma que se dimensionará el cableado para el peor caso y se colocarán a las demás estaciones de recarga lenta dicho cableado, ya que si se cumple en el peor caso se cumplirá en los demás.

Sabiendo la potencia se puede calcular la intensidad que circulará por cada estación de recarga lenta (hay dos estaciones de recarga lenta en total), se calcula la intensidad utilizando la ecuación (25):

$$I = \frac{P}{V \cdot \cos(\phi)}$$

Siendo:

- I = es la intensidad máxima que debe soportar el tramo de conexión de la caja de protección de AC hasta las estaciones de recarga lenta (A).

- P es la potencia máxima necesaria que necesitan las baterías para recargarse en nueve horas al 100% (W).
- V = es la tensión nominal de salida de la instalación. En este caso, las estaciones de recarga lenta funcionan con un voltaje nominal de 230 Vac.
- $\cos(\varnothing)$ = factor de potencia. Según el IDAE el factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal, por ello, se ha elegido utilizar un $\cos(\varnothing) = 1$.

De esta forma, la intensidad que circula por cada estación será:

$$I = \frac{3600 \text{ W}}{230 \text{ V} \cdot 1} = 15,65 \text{ A}$$

Una vez calculada la intensidad que circula por este tramo, se halla la sección mediante el criterio de caída de tensión (ecuación (28)), teniendo en cuenta todos los datos obtenidos anteriormente.

$$s = \frac{L_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varnothing}{C \cdot e} = \frac{10,44 \text{ m} \cdot 15,65 \text{ A} \cdot 1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 6,9 \text{ V}} = 0,43 \text{ mm}^2$$

La sección elegida es $s = 6 \text{ mm}^2$ que es la mínima sección normalizada que se puede escoger (Tabla D ITC-BT-19). Dicha sección soporta una intensidad máxima admisible de 58 A, tendrá un neutro con $s = 6 \text{ mm}^2$ y discurrirá por una canalización de diámetro $d = 50 \text{ mm}$ (Tabla 9 ITC-BT-21 para conductores enterrados).

Además contará con un conductor de protección con sección $s=6 \text{ mm}^2$ (Tabla 2 ITC-BT-18).

A continuación se calcula la intensidad de cortocircuito (ecuación (30)) y la resistencia de cortocircuito (ecuación (31)):

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_1}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 10,44 \text{ m}}{6 \text{ mm}^2} = 0,063 \Omega$$

Por tanto, la intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}} = \frac{230 V}{0,063 \Omega} = 3,65 kA$$

Tramo 2: Caja de protección AC-Estaciones de recarga rápidas

La potencia necesaria por cada estación de recarga rápida es de 22000 W. Como en el primer tramo, de las estaciones de recarga lenta, se dimensionará el cableado para una estación de recarga, concretamente, la que se encuentre más lejos de la caja de protección, y la sección obtenida será la utilizada en las cuatro estaciones.

Sabiendo la potencia se podrá calcular la intensidad que circulará por cada estación de recarga rápida (hay cuatro estaciones de recarga rápida en total), utilizando la ecuación (24):

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\emptyset)}$$

Siendo:

- I = es la intensidad máxima que debe soportar el tramo de conexión de la caja de protección de AC hasta las estaciones de recarga rápida (A)
- P es la potencia máxima necesaria que necesitan las baterías para recargarse en media hora al 80% (W).
- V = es la tensión nominal de salida de la instalación. En este caso, las estaciones de recarga rápida funcionan con un voltaje nominal de 400 Vac.
- $\cos(\emptyset)$ = factor de potencia. Según el IDAE el factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal, por ello, se ha elegido utilizar un $\cos(\emptyset) = 1$.

De esta forma, la intensidad que circula por cada estación será:

$$I = \frac{22000 W}{\sqrt{3} \cdot 400 V \cdot 1} = 31,75 A$$

A continuación se calcula la sección necesaria (ecuación (26)):

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L_2 \cdot I_2 \cdot \cos \phi}{C \cdot e} = \frac{\sqrt{3} \cdot 12,81 \text{ m} \cdot 31,75 \text{ A} \cdot 1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 12 \text{ V}} = 1,05 \text{ mm}^2$$

La sección elegida es $s = 6 \text{ mm}^2$. Dicha sección soporta una intensidad máxima admisible de 48 A, tendrá un neutro con $s = 6 \text{ mm}^2$ y discurrirá por una canalización de diámetro $d = 50 \text{ mm}$ (Tabla 9 ITC-BT-21 para conductores enterrados).

Seguidamente, se calcula la intensidad de cortocircuito (ecuación (30)) y la resistencia de cortocircuito (ecuación (31)):

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_2}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 12,81 \text{ m}}{6 \text{ mm}^2} = 0,077 \Omega$$

Por tanto, la intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}} = \frac{230 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0,077 \Omega} = 1,73 \text{ kA}$$

2.6. Grupo electrógeno.

Para elegir el grupo electrógeno necesario hay que tener en cuenta la potencia conectada al grupo y la función que realizará el mismo. El grupo electrógeno elegido es trifásico, por lo que el cableado deberá serlo también.

Se utilizará un grupo de continuidad, el cual, ante un fallo de la red, pasará automáticamente a encargarse del suministro a los circuitos de consumo. Su puesta en marcha ha de realizarse en el tiempo más breve posible (tiempo cero).

La potencia necesaria para alimentar la instalación es 95200 kW por lo tanto, la potencia del grupo electrógeno tendrá cubrir dicha potencia.

Eligiendo un grupo electrógeno de 100 kW, el cual irá conectado a uno de los inversores híbridos, los cuales permiten una entrada para el grupo electrógeno de hasta 100 kW, se tendría una autonomía de 8 horas aproximadamente, funcionando a plena

carga. Se ha elegido el grupo electrógeno JCB G144QX, que permite una potencia de 100 kW (ver anexo 7).

A continuación se calculará la sección necesaria para el cableado que conecta este grupo electrógeno con el inversor híbrido.

Al igual que en el resto de dimensionamiento de cableado, se tendrá en cuenta el criterio de la máxima caída de tensión admisible y el criterio de calentamiento. La máxima caída de tensión admisible en el caso de grupos electrógenos es un 4,5%, pero se recomienda utilizar un 3%, por lo que sería:

$$e = \frac{3 \cdot V}{100} = \frac{3 \cdot 400}{100} = 12 \text{ V} \quad (38)$$

La sección de todos los tramos serán conductores de cobre enterrados unipolares, trifásicos de material XLPE, por lo que la selección de las secciones normalizadas se guiarán por las especificaciones de la Tabla D de la ITC-BT-19.

Los neutros de dichos cableados siguen las especificaciones de la Tabla 1 de la ITC-BT-07 y la elección de las canalizaciones, en este caso, dependen de la Tabla 9 de la ITC-BT-21, que es la correspondiente para conductores enterrados.

En primer lugar hay que calcular las intensidades correspondientes al circuito. Para ello se hará uso de la ecuación (24):

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} = \frac{100000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0,9} = 160,57 \text{ A}$$

Esta sería la intensidad que circularía por el grupo electrógeno hasta su conexión con el inversor híbrido.

Una vez calculada la intensidad se halla la sección teórica mediante el criterio de caída de tensión, mediante la expresión (26). Teniendo todos los datos necesarios calculados anteriormente y sabiendo que la longitud a la que se encuentra el grupo electrógeno respecto al inversor híbrido 1 es de $L = 3,32 \text{ m}$:

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{C \cdot e} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3,32 \text{ m} \cdot 160,57 \text{ A} \cdot 1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 12 \text{ V}} = 1,38 \text{ mm}^2$$

Según el criterio de caída de tensión, con una sección de 6 mm^2 , que es la mínima normalizada, valdría para que esta condición se cumpliera. Pero si se eligiera esa sección, la intensidad máxima admisible que soporta el conductor no sería suficiente ya que la que circula sería mayor. De esta forma se elige una sección de $s=70 \text{ mm}^2$ para que se cumpla tanto el criterio de caída de tensión como el de calentamiento.

La sección elegida es capaz de soportar una intensidad máxima admisible de 190 A, y contará, además, con un neutro de $s = 35 \text{ mm}^2$ y circulará por una canalización de 125 mm de diámetro.

2.7. Protecciones.

2.7.1. Fusibles.

Para determinar la protección contra cortocircuitos primero habrá que determinar la intensidad de cortocircuito. Esta intensidad ha sido calculada en los capítulos anteriores.

Una vez obtenida la intensidad de cortocircuito, la protección se elegirá de forma que el poder de corte sea superior a la I_{cc} . Además, para elegir el fusible, deben cumplirse las siguientes condiciones:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \quad (39)$$

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_{MaxAdm} \quad (40)$$

En la que:

- I_c = Intensidad que circula por la línea (A).
- I_N = Intensidad nominal del fusible (A).
- I_{MaxAdm} = Intensidad máxima admisible que soporta el cable (A).

- I_F = Intensidad de funcionamiento (A).

La intensidad de funcionamiento I_F está determinada por la siguiente tabla:

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	I_f Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Tabla 4. Valores que toma I_f en función de la intensidad nominal.

Teniendo en cuenta estas condiciones, se procede al cálculo de los fusibles que tendrá cada uno de los tramos de corriente continua utilizando las expresiones (39) y (40):

Módulo fotovoltaico 1 (23 módulos) – Inversor/Regulador 1.

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \rightarrow 202,63 A \leq I_N \leq 348 A$$

→ Si I_N es 250 A, esta condición se cumple.

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_{MaxAdm} \rightarrow 1,6 \cdot I_N \leq 1,45 \cdot 348 \rightarrow 400 A \leq 504,6 A \rightarrow \text{Se cumple}$$

El poder de corte, será 10 kA, que es superior a la I_{cc} de la línea.

Módulo fotovoltaico 2 (22 módulos) – Inversor/Regulador 2.

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \rightarrow 193,82 A \leq I_N \leq 296 A$$

→ Si I_N es 200 A, esta condición se cumple.

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_{MaxAdm} \rightarrow 1,6 \cdot I_N \leq 1,45 \cdot 296 \rightarrow 320 A \leq 429,2 A \rightarrow \text{Se cumple}$$

El poder de corte, será 10 kA, que es superior a la I_{cc} de la línea.

Módulo fotovoltaico 3 (22 módulos) – Inversor/Regulador 3.

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \rightarrow 193,82 A \leq I_N \leq 296 A$$

→ Si I_N es 200 A, esta condición se cumple.

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_{MaxAdm} \rightarrow 1,6 \cdot I_N \leq 1,45 \cdot 296 \rightarrow 320 A \leq 429,2 A \rightarrow \textit{Se cumple}$$

El poder de corte, será 10 kA, que es superior a la I_{cc} de la línea.

Batería 1-Inversor 1:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \rightarrow 196,76 A \leq I_N \leq 225 A$$

→ Si I_N es 200 A, esta condición se cumple.

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_{MaxAdm} \rightarrow 1,6 \cdot I_N \leq 1,45 \cdot 225 \rightarrow 320 A \leq 326,25 A \rightarrow \textit{Se cumple}$$

El poder de corte, será 150 kA, que es superior a la I_{cc} de la línea.

Batería 2-Inversor 2:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \rightarrow 196,76 A \leq I_N \leq 225 A$$

→ Si I_N es 200 A, esta condición se cumple.

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_{MaxAdm} \rightarrow 1,6 \cdot I_N \leq 1,45 \cdot 225 \rightarrow 320 A \leq 326,25 A \rightarrow \textit{Se cumple}$$

El poder de corte, será 150 kA, que es superior a la I_{cc} de la línea.

Baterías 3-Inversor 3:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \rightarrow 196,76 A \leq I_N \leq 225 A$$

→ Si I_N es 200 A, esta condición se cumple.

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_{MaxAdm} \rightarrow 1,6 \cdot I_N \leq 1,45 \cdot 225 \rightarrow 320 A \leq 326,25 A \rightarrow \textit{Se cumple}$$

El poder de corte, será 150 kA, que es superior a la I_{cc} de la línea.

2.7.2. Magnetotérmicos.

Los valores de los magnetotérmicos a instalar en cada circuito se eligen teniendo en cuenta que su intensidad sea superior que la intensidad que circula por la línea pero inferior que la intensidad máxima admisible del cable, es decir, utilizando la ecuación (39):

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm}$$

Partiendo de esta condición se calculan los magnetotérmicos de cada circuito:

Inversor 1-Caja protección AC:

$$144,35 A \leq I_N \leq 185 A$$

→ Si se elige un magnetotérmico de 160 A se cumple esta condición.

El poder de corte, será 60 kA, que es superior a la I_{cc} de la línea.

Inversor 2-Caja protección AC:

$$144,35 A \leq I_N \leq 185 A$$

→ Si se elige un magnetotérmico de 160 A se cumple esta condición.

El poder de corte, será 60 kA, que es superior a la I_{cc} de la línea.

Inversor 3-Caja protección AC:

$$144,35 A \leq I_N \leq 185 A$$

→ Si se elige un magnetotérmico de 160 A se cumple esta condición.

El poder de corte, será 60 kA, que es superior a la I_{cc} de la línea.

Caja protección AC-Receptores AC lentos:

$$15,65 A \leq I_N \leq 58 A$$

→ Si se elige un magnetotérmico de 20 A se cumple esta condición.

El poder de corte, será 6 kA, que es superior a la I_{cc} de la línea.

Caja protección AC-Receptores AC rápidos:

$$31,75 A \leq I_N \leq 48 A$$

→ Si se elige un magnetotérmico de 40 A se cumple esta condición.

El poder de corte, será 3 kA, que es superior a la I_{cc} de la línea.

2.7.3. Diferenciales.

El diferencial correspondiente a cada circuito será de 4 polos en los tramos trifásicos y de 2 polos en los monofásicos, el calibre se elegirá de forma que se cumpla con la ecuación (39):

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm}$$

Y la sensibilidad de los mismos de 30 mA ya que la intensidad residual de la puesta a tierra es 0,6 mA.

Partiendo de la condición se calculan los diferenciales de cada circuito:

Inversor 1-Caja protección AC:

$$144,35 A \leq I_N \leq 185 A$$

→ Si se elige un diferencial de 160 A se cumple esta condición.

Inversor 2-Caja protección AC:

$$144,35 A \leq I_N \leq 185 A$$

→ Si se elige un diferencial de 160 A se cumple esta condición.

Inversor 3-Caja protección AC:

$$144,35 A \leq I_N \leq 185 A$$

→ Si se elige un diferencial de 160 A se cumple esta condición.

Caja protección AC-Receptores AC lentos:

$$15,65 A \leq I_N \leq 58 A$$

→ Si se elige un diferencial de 25 A se cumple esta condición.

Caja protección AC-Receptores AC rápidos:

$$31,75 A \leq I_N \leq 64 A$$

→ Si se elige un diferencial de 63 A se cumple esta condición.

2.8. Ventilación

2.8.1. Caseta de baterías

Para garantizar que todos los días del año la sala de baterías está correctamente ventilada, se utilizará un extractor solar y uno eólico. De esta forma, los días que haya suficiente sol, la ventilación se garantizará con el extractor solar, y los días que no haya sol, la ventilación se realizará con el extractor eólico.

Esta caseta es de hormigón, con unas dimensiones de 8x6x2 m y su situación se puede observar en el plano 02 y 03.

Según la norma EN 50272-2, valor mínimo de la corriente de aire para la ventilación de un lugar donde hay baterías se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Q_{extracción} = 0,05 \cdot n \cdot I_{gas} \cdot C \cdot 10^{-3} \quad (41)$$

Donde:

- $Q_{\text{extracción}}$ = Caudal de aire que se debe extraer para la correcta ventilación de las baterías (m^3/h).
- I_{gas} = La corriente que produce gas. Viene determinada por la tabla 1 de la norma EN 50272-2 y en este caso es 5 mA/Ah.
- n = número de baterías instaladas en la caseta (216 baterías).
- C = La capacidad C_5 de las baterías (342 Ah).

$$Q_{\text{extracción}} = 0,05 \frac{\text{m}^3}{\text{Ah}} \cdot 216 \cdot 5 \frac{\text{mA}}{\text{Ah}} \cdot 342 \text{ Ah} \cdot 10^{-3} = 18,47 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Teniendo en cuenta el caudal que se debe extraer de la sala, el caudal de extracción del modelo de extractor eólico elegido (Q), $600 \text{ m}^3/\text{h}$, y el caudal de extracción del extractor solar, $1400 \text{ m}^3/\text{h}$, se obtiene que el número de extractores eólicos y solares necesarios sea:

$$\begin{aligned} n^{\circ} \text{ extractores eólicos} &= \frac{Q_{\text{extracción}}}{Q} = \frac{18,47}{600} = 0,03 \text{ extractores} \\ &\cong 1 \text{ extractor eólico.} \end{aligned} \quad (42)$$

$$\begin{aligned} n^{\circ} \text{ extractores solares} &= \frac{Q_{\text{extracción}}}{Q} = \frac{18,47}{1400} = 0,013 \text{ extractores} \\ &\cong 1 \text{ extractor solar.} \end{aligned} \quad (43)$$

2.8.2. Caseta de inversores.

En el caso de la caseta que contiene los inversores también se contará tanto con extractor eólico como fotovoltaico.

El caudal mínimo de extracción para llevar a cabo una correcta ventilación del local será de:

$$Q_{\text{extracción}} = \frac{C \cdot n}{0,34 \cdot (t_i - t_e)} \quad (44)$$

Donde:

- C: Calor cedido por los inversores (potencia en W).
- n: número de inversores
- $t_i - t_e$: diferencia máxima admisible entre la temperatura del aire interior y la del exterior. Se utiliza normalmente un valor de 5 para ambientes más calurosos y 10 en zonas más frescas, por lo que en este caso, se utilizará 5.
- Q: caudal de aire necesario en m^3/h para mantener el diferencial máximo elegido entre la temperatura interior y exterior.

Por tanto, debido a que el calor cedido por los inversores 100 kW y que las pérdidas en forma de calor son del 1%, el caudal mínimo de extracción es:

$$Q_{extracción} = \frac{0,01 \cdot 100000 \cdot 3}{0,34 \cdot 5} = 1764,71 \frac{m^3}{h}$$

Eligiendo un extractor eólico cuyo caudal de extracción es $600 m^3/h$ se obtiene que el número de extractores necesarios sea:

$$\begin{aligned} n^{\circ} \text{ extractores eólicos} &= \frac{Q_{extracción}}{Q} = \frac{1764,71}{600} = 2,9 \text{ extractores} \\ &\cong 3 \text{ extractores eólicos.} \end{aligned}$$

En el caso de los extractores solares, al tener un caudal de extracción de $1400 m^3/h$, se obtiene un total de:

$$\begin{aligned} n^{\circ} \text{ extractores solares} &= \frac{Q_{extracción}}{Q} = \frac{1764,71}{1400} = 1,26 \text{ extractores} \\ &\cong 2 \text{ extractores solares.} \end{aligned}$$

3. Caso 2. Instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.

Este caso se corresponde con una instalación eléctrica de B.T. para la recarga de vehículos eléctricos en el parking del Aeropuerto Reina Sofía, en Granadilla de Abona sin ningún tipo de aporte de fotovoltaica.

Para el correcto funcionamiento de dicha instalación se llevará a cabo el dimensionado de los distintos elementos que las componen, los cuales son: la acometida, la Caja General de Protección (CGP), la Línea General de Alimentación (LGA), la Centralización de Contadores (CC), la Derivación Individual (DI) y los Dispositivos Generales de Mando y Protección (DGMP).

3.1. Previsión de potencia.

Para el cálculo de la potencia prevista se atenderá a lo dispuesto en la ITC-BT-10. Al tratarse de una instalación para la recarga de vehículos eléctricos, habrá que ceñirse a las modificaciones que sobre la ITC-BT-10 hace la ITC-BT-52.

En la ITC-BT-52 no se especifica nada en concreto sobre la recarga de vehículos eléctricos en aparcamientos públicos o privados. Por lo tanto, se realizará una previsión de potencia siguiendo lo que indica esta instrucción en el caso de estacionamientos colectivos en edificios o conjuntos inmobiliarios. En este capítulo de la ITC-BT-52 se indica lo siguiente: “*La previsión de cargas para la carga de VE se calculará multiplicando 3680 W, por el 15% del total de las plazas de aparcamiento construidas*”. Por tanto, teniendo en cuenta que el parking del Aeropuerto Reina Sofía dispone de 806 plazas de aparcamiento, se tendría lo siguiente:

$$P = 3680 \text{ W} \cdot \frac{15}{100} \cdot 806 = 444,912 \text{ kW} \quad (45)$$

A continuación, se calcula la carga total de la instalación, que será la suma de la potencia correspondiente a cada estación de recarga. Para realizar este cálculo hay que tener en cuenta el número de estaciones de recarga lentas que se instalarán, que en este caso son dos, y el número de estaciones de recarga rápidas, cuatro. Además, hay que tener en cuenta la máxima potencia de carga AC de cada tipo de estación, que para las estaciones DuraStation es 22 kW para la recarga rápida y 3,6 kW para la recarga lenta.

$$P = N^{\circ} \text{ est. lentas} \cdot \text{Máx. potencia de carga} + N^{\circ} \text{ est. rápidas} \cdot \text{Max. potencia de carga} \quad (46)$$

$$P = 2 \cdot 3600 \text{ W} + 4 \cdot 22000 \text{ W} = 95,2 \text{ kW}$$

Se ha decidido dimensionar para la carga total de la instalación ya que la potencia prevista según la ITC no es aplicable para las características de esta instalación y la potencia que se obtiene es mucho superior a la necesaria ya que las 800 plazas con las que cuenta el parking no son comparables a las 6 estaciones de recarga que se van a instalar.

3.2. Acometida

En primer lugar, se lleva a cabo la elección de la sección necesaria para la acometida que une el punto de conexión con la CGP. Dicho punto de conexión no podrá tener una caída de tensión superior al 3%. Para la elección de la sección se aplicará el criterio de la caída de tensión máxima admisible y el criterio de calentamiento.

Se calcula primero la sección teórica, calculando para ello la intensidad que pasará por la acometida:

$$I = \frac{\sum P_{lentas}}{V \cdot \cos \phi} + \frac{\sum P_{rápidas}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} = \frac{2 \cdot 3600 \text{ W}}{230 \text{ V} \cdot 0,8} + \frac{4 \cdot 22000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0,8}$$

$$= 197,9 \text{ A} \quad (47)$$

En este caso la intensidad que circula es de 181,9 A, la longitud del cable es de 111,19 m, la caída de tensión de 3%, y la potencia 95200 W, por lo que la sección según el criterio de la caída de tensión será:

$$s = \frac{100 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot V^2 \cdot \Delta V} = \frac{100 \cdot 95200 \text{ W} \cdot 111,19 \text{ m}}{56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot (400 \text{ V})^2 \cdot 3} = 39,38 \text{ mm}^2 \quad (48)$$

La siguiente sección normalizada según la tabla A-1- UNE 211435 de la ITC-BT-07 es 95 mm², pero para poder elegir un fusible de intensidad nominal superior al fusible que protege la DI, se elegirá la sección siguiente, es decir, 150 mm².

Para estos 150 mm² se comprueba el criterio de calentamiento. Según la tabla A-1- UNE 211435 de la ITC-BT-07, siendo la resistividad del terreno 1,5 K·m/W, la

intensidad máxima admisible para una sección de 150 mm^2 y cables de Cu en tubo soterrado es 300 A. Este valor superior a 197,9 A por lo que la sección elegida es correcta.

Sabiendo la sección de los conductores de fase se determina la sección del neutro, siguiendo la tabla 1 de la ITC-BT-07, obteniendo una sección de 70 mm^2 . Por último, al ser una sección de 150 mm^2 , el diámetro de los tubos será 180 mm según la tabla 9 de la ITC-BT-21 y estarán enterrados a una profundidad de 0,8 m.

Para determinar la protección contra cortocircuitos primero habrá que determinar la intensidad de cortocircuito (ecuación (30) y (31)). Para calcular esta intensidad se hará uso de la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot R_{cc}} = \frac{230 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0,027 \Omega} = 4918,17 \text{ A} \cong 4,92 \text{ kA}$$

Siendo:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_1}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 111,19 \text{ m}}{150 \text{ mm}^2} = 0,027 \Omega$$

Una vez obtenida la intensidad de cortocircuito, la protección se elegirá de forma que el poder de corte sea superior a la I_{cc} . Además, para elegir el fusible, deben cumplirse las siguientes condiciones:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \quad (39)$$

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_{MaxAdm} \quad (40)$$

Partiendo de la primera condición, $197,9 \text{ A} \leq I_N \leq 300 \text{ A}$, la intensidad nominal del fusible sería 250 A, siendo un fusible NH 1.

La intensidad de funcionamiento I_F está determinada por la siguiente tabla:

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	I_f Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Tabla 5. Valores que toma I_f en función de la intensidad nominal.

En este caso, $I_n=250$ A por lo que $I_f=1,6 \cdot 250 = 400$ A. Para esta intensidad de funcionamiento se puede observar que la segunda condición también se cumple:

$$I_f \leq 1,45 \cdot 300 \rightarrow 400 \text{ A} \leq 435 \text{ A}$$

En este caso, la acometida estará protegida con un fusible de seguridad NH 1 250 A y poder de corte 100 kA.

3.3. Caja General de Protección (CGP)

El tipo de CGP se determinará en función del calibre de los fusibles que debe alojar, de las necesidades del suministro y del tipo de red de alimentación. Las bases y fusibles a emplear serán de tensión nominal de 500 V.

De acuerdo a estas condiciones, la CGP elegida es la CGP-9-250 ya que permite fusibles de hasta 250 A.

3.4. Línea General de Alimentación (LGA)

Para el cálculo de la sección del cableado se atenderá a lo dispuesto en la ITC-BT-14. Según esta instrucción, se tendrá en cuenta la máxima caída de tensión permitida, la intensidad máxima admisible y la sección mínima, que en este caso es 10 mm^2 para conductores de cobre. La caída de tensión máxima permitida es de 0,5% para contadores totalmente centralizados.

En primer lugar, se calcula la intensidad que atraviesa la línea.

$$I = \frac{\sum P_{lentas}}{V \cdot \cos \phi} + \frac{\sum P_{rápidas}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} = \frac{2 \cdot 3600 \text{ W}}{230 \text{ V} \cdot 0,8} + \frac{4 \cdot 22000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0,8} = 197,9 \text{ A}$$

Una vez calculada la intensidad, se calcula la sección teórica para la potencia, longitud y caída máxima de tensión admisible. La longitud desde caja general de protección hasta la centralización de contadores es 2 metros.

$$s = \frac{100 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot V^2 \cdot \Delta V} = \frac{100 \cdot 95200 \text{ W} \cdot 2 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega} \cdot \text{mm}^2 \cdot (400 \text{ V})^2 \cdot 0,5} = 4,25 \text{ mm}^2$$

La siguiente sección normalizada, según la tabla A-1-UNE 211435 de la ITC-B-07, es 25 mm². Esta sección, en el caso de cables de Cu en tubo soterrado, admite una intensidad máxima de 105 A. Debido a que este valor es inferior a 197,9 A, esta sección no es válida ya que no se cumple el criterio de calentamiento. Por tanto, la sección a elegir será 150 mm², admitiendo una intensidad de hasta 300 A.

La sección del neutro se elige según la tabla 1 de la ITC-BT-14. Para una sección de las fases 150 mm² se obtiene que la sección del neutro deba ser 70 mm².

Por otro lado, el diámetro de las canalizaciones será 180 mm, de acuerdo con la tabla 9 de la ITC-BT-21.

3.5. Derivación individual (DI)

Para conocer la sección que deben tener los cables de la derivación individual se utiliza el criterio de la caída de tensión máxima admisible, el criterio de calentamiento según la tabla A-1- UNE 211435 de la ITC-BT-07 y la sección mínima. Hay que utilizar la ITC-BT-07 ya que según la ITC-BT-15 *“para cables aislados en el interior de tubos enterrados, la derivación cumplirá con lo indicado en la ITC-BT-07 para redes subterráneas”*.

En primer lugar se calcula la intensidad que circula por la DI:

$$I = \frac{\sum P_{lentas}}{V \cdot \cos \phi} + \frac{\sum P_{rápidas}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} = \frac{2 \cdot 3600 \text{ W}}{230 \text{ V} \cdot 0,8} + \frac{4 \cdot 22000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0,8} = 197,9 \text{ A}$$

En este caso la intensidad que circula es de 181,36 A, la longitud del cable es de 3,32 m, la caída de tensión de 1%, y la potencia 95200 W, por lo que la sección según el criterio de la caída de tensión será:

$$s = \frac{100 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot V^2 \cdot \Delta V} = \frac{100 \cdot 95200 \cdot 3,32}{56 \cdot 400^2 \cdot 1} = 3,53 \text{ mm}^2$$

La siguiente sección normalizada según la tabla A-1- UNE 211435 de la ITC-BT-07 es 25 mm². Para estos 25 mm² se comprueba el criterio de calentamiento. Según la tabla A-1- UNE 211435 de la ITC-BT-07, siendo la resistividad del terreno 1,5 K·m/W, la intensidad máxima admisible para una sección de 25 mm² y cables de Cu en tubo soterrado es 105 A. Este valor es inferior a la intensidad que pasa por la DI por lo que la sección a elegir será 95 mm², admitiendo una intensidad de hasta 225 A.

Sabiendo la sección de los conductores de fase se determina que la sección del conductor de protección será de 50 mm², ya que según la tabla 2 de la ITC-BT-19, la sección del conductor de protección será la mitad que la sección de los conductores de fase. Además, sabiendo la sección de los conductores de fase se determina la sección del neutro, siguiendo la tabla 1 de la ITC-BT-07, obteniendo una sección de 50 mm². Por último, al ser una sección de 95 mm², el diámetro de los tubos será 140 mm según la tabla 9 de la ITC-BT-21.

Para determinar la protección contra cortocircuitos primero habrá que determinar la intensidad de cortocircuito. Para calcular esta intensidad se hará uso de la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot R_{cc}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 0,028} = 4742,52 \text{ A} \cong 4,74 \text{ kA}$$

Siendo:

$$\begin{aligned} R_{cc} &= R_{ccDI} + R_{ccAcometida} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_1}{s} + 0,027 \Omega \\ &= \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 3,32 \text{ m}}{95 \text{ mm}^2} + 0,027 \Omega = 0,028 \Omega \end{aligned}$$

Una vez obtenida la intensidad de cortocircuito, la protección se elegirá de forma que el poder de corte sea superior a la I_{cc} . Además, para elegir el fusible, deben cumplirse las condiciones (39) y (40), es decir:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm}$$

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_{MaxAdm}$$

Partiendo de la primera condición, $197,9 \text{ A} \leq I_N \leq 225 \text{ A}$, la intensidad nominal del fusible sería 200 A, siendo un fusible NH 1.

La intensidad de funcionamiento I_F está determinada por la siguiente tabla:

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	k Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Tabla 6. Valores que toma I_f en función de la intensidad nominal.

En este caso, $I_n=200\text{A}$ por lo que $I_F=1,6 \cdot 200=320 \text{ A}$. Para esta intensidad de funcionamiento se puede observar que la segunda condición también se cumple:

$$I_F \leq 1,45 \cdot 225 \rightarrow 320 \text{ A} \leq 326,25 \text{ A}$$

En este caso, la DI estará protegida con un fusible de seguridad NH 1 200 A y poder de corte 100 kA.

3.6. Dispositivos generales de mando y protección (DGMP).

Interruptor de control de potencia (ICP)

De acuerdo a lo establecido en la ITC-BT-17, el IGA de la instalación será 4P 160 A y su poder de corte será de 36 kA.

Respecto al ICP, según las Normas particulares de Endesa, al superar los 15 kW de potencia, se colocará un maxímetro. Se deberá instalar un Interruptor Automático Regulable (IAR), que coincidirá con el IGA, que limite la máxima potencia que se pueda demandar en función de la potencia contratada. Este dispositivo deberá ser precintable. El valor del IAR será el mismo que el del IGA instalado.

3.7. Puesta a Tierra

Al tratarse de un esquema TT, para calcular la toma de tierra deberá tenerse en cuenta el tipo de suelo en el que se va a trabajar. La naturaleza del terreno en el que está situado el parking es suelo pedregoso, por lo que su resistividad es de $3000 \Omega \cdot m$.

El electrodo se dimensionará de forma que su resistencia de tierra sea tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V.

Para calcular la resistencia de tierra se utilizará la siguiente fórmula:

$$R_p = \frac{\rho}{L} \quad (47)$$

Teniendo en cuenta que:

- R_p = Resistencia de la pica.
- ρ = Resistividad del terreno ($3000 \Omega \cdot m$)
- L = Longitud de la pica, que en este caso es de 1,5 m

Se obtiene un valor para la resistencia de la pica de:

$$R_p = \frac{\rho}{L} = \frac{3000 \Omega \cdot m}{1,5 m} = 2 k\Omega$$

Con este valor y teniendo en cuenta que se quiere que la resistencia de tierra sea de 37Ω , se calcula el número de picas necesarias para cumplir con esta especificación.

$$N^{\circ} \text{ picas} = \frac{R_p}{R_t} = \frac{2000 \Omega}{37 \Omega} = 54,054 \text{ picas} \cong 55 \text{ picas}$$

Una vez sabida la resistencia total de tierra, se calcularán la intensidad residual máxima ya que es un dato a tener en cuenta para la elección de la sensibilidad de los interruptores diferenciales.

Para el cálculo de la intensidad residual se utiliza la expresión:

$$I_{res} = \frac{V}{R_T} = \frac{24 V}{36,36 \Omega} = 0,66 A$$

En la tabla 7 se pueden observar los datos obtenidos para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra.

Resistencia puesta a tierra		
Resistividad	3000,00	$\Omega \cdot m$
Resistencia por pica	2000	Ω
Tipo conexión picas	Paralelo	
Nº de picas	55	ud.
Resistencia total	36,36363636	Ω
Intensidad residual máx.		
Instalación VE	0,66	A

Tabla 7. Características de la puesta a tierra de la instalación

Al igual que en el caso anterior, el colocar 55 picas resulta caro debido a la cantidad de picas a colocar. En este caso también se realizará el dimensionamiento de la propuesta del conductor desnudo de cobre enterrado en zanjas y se realizará la comparación de la mejor solución.

La longitud necesaria del conductor desnudo de cobre será la misma obtenida en el caso uno (véase capítulo 2.4. de este anexo), que es 162,16 m. Por tanto, en este caso se llega a la misma conclusión que el anterior.

La solución del conductor enterrado en zanja es más viable ya que se ahorra en el presupuesto de la puesta a tierra y además es más sencillo realizar una sola zanja y

colocar un conductor de cobre que ir realizando pequeñas zanjas cada cuatro metros y colocando una a una las picas.

Por tanto, en este caso se ha elegido utilizar en la instalación el conductor desnudo enterrado en zanja, ya que tiene la misma efectividad que las picas y resulta más económico.

3.8. Cableado correspondiente a la instalación de las estaciones de recarga.

Para elegir la sección del cableado se deben tener en cuenta tanto el criterio de la caída de tensión (ecuación (27) y ecuación (28)), el criterio de calentamiento y la sección mínima, que en el caso de instalaciones para la recarga de vehículos eléctricos es de 2,5 mm². También hay que tener en cuenta que según la tabla D de la ITC-BT-19, la sección mínima permitida es 6 mm².

En primer lugar hay que calcular las intensidades correspondientes a cada circuito. Para ello se hará uso de la ecuación (24) y (25):

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} \rightarrow \text{Trifásica}$$

$$I = \frac{P}{V \cdot \cos \phi} \rightarrow \text{Monofásica}$$

En la que:

- P = Potencia de cálculo en vatios (W)
- V = Tensión en voltios (230 V en el caso de las estaciones de recarga lentas y 400 V para la rápida)
- cos(ϕ) = factor de potencia (0,8)

Seguidamente se calculará la sección teórica, para lo cual se empleará la ecuación:

$$s = \frac{100 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot V^2 \cdot \Delta V} \quad (49)$$

Donde:

- L = Longitud de la línea (m).
- s = Sección del conductor (mm²).
- V = Tensión en voltios (230 V en el caso de las estaciones de recarga lentas y 400 V para la rápida).
- P = Potencia de cálculo en vatios (W)
- γ = conductividad del material (56 m/Ω·mm²)
- ΔV = caída de tensión (en este caso será 4%)

Una vez obtenida la sección teórica, se normalizará eligiendo el siguiente valor superior. A continuación, teniendo en cuenta que se trata de cables soterrados bajo tubo y de XLPE, se verificará que para la sección elegida, la intensidad máxima admisible no supera la intensidad calculada en el primer apartado.

Por último, habrá que recalculer la caída de tensión, para lo cual se utilizará la expresión:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{\gamma \cdot s} \quad (50)$$

Donde:

- L = Longitud de la línea en metros.
- s = Sección del conductor en mm².
- I = Intensidad en amperios.
- $\cos(\phi)$ = factor de potencia (0,8)
- γ = conductividad del material (56 m/Ω·mm²)

Utilizando las ecuaciones mencionadas y con las longitudes correspondientes para cada circuito se obtienen los valores de sección de cada cableado.

Para determinar las canalizaciones se hará uso de la tabla 9 de la ITC-BT-21.

Por último, se calculan las protecciones necesarias para cada circuito. Para determinar la protección contra las sobrecargas deberá cumplirse que la intensidad que soporte sea superior a la intensidad que atraviesa la línea pero inferior a la intensidad máxima admisible.

Para determinar la protección contra cortocircuitos primero habrá que determinar la intensidad de cortocircuito mediante las ecuaciones (30) y (31):

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot R_{cc}}$$

Donde:

- I_{cc} = Intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado (A).
- V = tensión en voltios (230 V)
- R_{cc} = Resistencia de cortocircuito (Ω).

Siendo:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_1}{s}$$

Donde:

- ρ = Resistividad del cobre a 20 °C ($0,018 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)
- L_1 = Longitud de la línea en metros.
- s = sección del conductor en mm^2 .

Una vez obtenida la intensidad de cortocircuito, la protección se elegirá de forma que la intensidad nominal sea superior a la I_{cc} .

Los valores de los magnetotérmicos a instalar en cada circuito se eligen según la tabla 3 de la ITC-BT-52 y teniendo en cuenta que su intensidad sea superior que la intensidad que circula por la línea pero inferior que la intensidad máxima admisible del cable. Deben cumplir con las condiciones especificadas en las ecuaciones (39) y (40). Con estas especificaciones, se obtiene que los magnetotérmicos sean 4 polos en los tramos trifásicos y de 2 polos en los monofásicos, calibre de 25 A o 40 A, dependiendo del circuito, y poder de corte 10 kA para la estaciones lentas y 6 kA para las estaciones rápidas (ver Anexo 5) :

Estaciones de recarga lenta:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \rightarrow 19,57 A \leq I_N \leq 48 A$$

\rightarrow Si I_N es 25 A, la condición se cumple.

Estaciones de recarga rápida:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \rightarrow 36,69 A \leq I_N \leq 82 A \rightarrow \text{Si } I_N \text{ es } 40 A, \text{ la condición se cumple}$$

Los diferenciales de las estaciones de recarga rápida serán de cuatro polos y los de recarga lenta de 2 polos, y 30 mA de sensibilidad. La I_N de cada circuito se elige con la misma condición que los magnetotérmicos:

Estaciones de recarga lenta:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \rightarrow 19,57 A \leq I_N \leq 48 A$$

\rightarrow Si I_N es 25 A, la condición se cumple.

Estaciones de recarga rápida:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \rightarrow 36,69 A \leq I_N \leq 82 A \rightarrow \text{Si } I_N \text{ es } 63 A, \text{ la condición se cumple}$$

Los valores de las secciones y de las canalizaciones se pueden observar en el anexo 5 donde se muestran todos los cálculos realizados.

4. Caso 3. Instalación fotovoltaica conectada a red para la recarga de vehículos eléctricos.

Este último caso corresponde al dimensionamiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red para la recarga de vehículos eléctricos en el parking del Aeropuerto Reina Sofía.

En esta instalación se utilizará el mismo dimensionamiento realizado para el caso 2, es decir, se utilizará la instalación eléctrica calculada para el caso dos. Esta parte de la instalación funciona en corriente alterna.

Además se debe llevar a cabo el dimensionado de los distintos elementos fotovoltaicos que necesita esta instalación, los cuales son:

- Módulos fotovoltaicos: Se utilizarán los módulos fotovoltaicos ATERSA A-320M GSE, con una potencia pico de 320 Wp. Esta parte de la instalación se realizará en continua.
- Inversor: Se utilizarán inversores específicos para instalaciones conectadas a red, concretamente, el inversor INGECON Sun 3 Play 28 TL M, los cuales son capaces de entregar a la salida una potencia de alterna de 28 kW.
- Contador de producción: Llevará el recuento de los Wh producidos por la instalación.

La instalación tendrá una estructura como la siguiente:

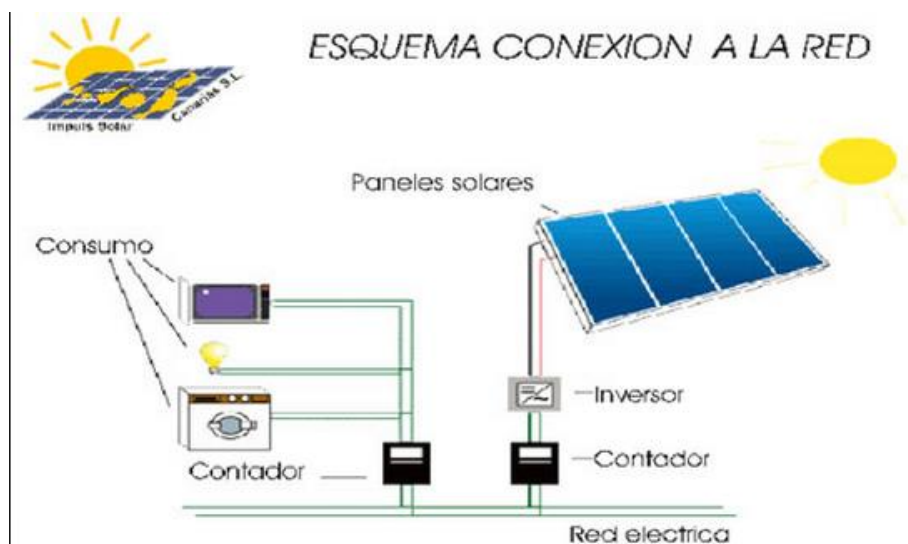


Figura 5. Estructura instalación conectada a red.

4.1. Instalación fotovoltaica

4.1.1. Cálculo de la energía de consumo

Para el cálculo de la energía de consumo deberá tenerse en cuenta las potencias de las estaciones de recarga, el número de estaciones de recarga de cada tipo y el número de horas que trabajarán. La energía de consumo necesaria se ha calculado en el capítulo 1 de este anexo, en el que el resultado obtenido fue que era necesaria una energía de consumo de 1,14MWh/día.

4.1.2. Módulos fotovoltaicos

El número de módulos fotovoltaicos necesarios para cubrir con las necesidades se determina a partir de la energía que produce cada módulo.

En este caso, para calcular el número de módulos a determinar, se tienen en cuenta los mismos requisitos que en el caso 1. Se utilizará el mismo ángulo de inclinación y, por consiguiente, la irradiación mensual para esa inclinación será la misma, incluyendo el peor mes.

Sabiendo que la peor irradiación solar del año para el ángulo seleccionado se produce en el mes de Diciembre y es de 5,62 kWh/m² día, o lo que es lo mismo 5,62 HSP, para calcular la energía eléctrica que produce un panel al día habría que multiplicar la potencia por el tiempo, es decir:

$$E_p = P_p \cdot HSP = 320 \text{ Wp} \cdot 5,62h = 1798,4 \text{ Wh/día} \quad (51)$$

Siendo:

- E_p = Energía que produce un panel al día (Wh).
- P_p = Potencia máxima de un panel (Wp).
- HSP = Horas solares pico del peor mes.

Sabiendo que el rendimiento del inversor es del 96% y que los receptores de la instalación trabajan con corriente alterna, se obtiene la potencia real que se debe producir:

$$E_R = \frac{E_C}{\eta_{INV}} = \frac{1142400}{0,96} = 1190000 \text{ Wh} = 1,19 \text{ MWh/día} \quad (52)$$

En la que:

- E_R = Energía real de consumo diario (Wh).
- E_C = Energía de consumo (Wh).
- η_{INV} = Rendimiento del inversor.

Los módulos fotovoltaicos deberán poder aportar esta energía a las baterías para que estas puedan luego poder alimentar a los receptores.

La instalación contará con un voltaje de continua de 420 V, fijándose los módulos y baterías necesarios en serie para cumplir dicho voltaje. En la parte de continua se contará con un voltaje de 230/400 V, que es el voltaje necesario para alimentar a los receptores, que en este caso son los vehículos eléctricos a través de las estaciones de recarga.

Por lo tanto, si un panel produce 1798,4 Wh y la instalación requiere un total de 1190000 Wh al día, el número de paneles necesarios es:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{E_R}{E_p} = \frac{1190000 \text{ Wh}}{1798,4 \text{ Wh}} = 661,7 \approx 662 \text{ paneles} \quad (53)$$

Debido a que el voltaje de la instalación es 420 V y que el voltaje de cada módulo es 38,64 V, se obtiene que el número de módulos a colocar en serie sea:

$$N_S = \frac{V_{instalación}}{V_{módulo}} = \frac{420}{38,64} = 10,87 \cong 11 \text{ módulos en serie} \quad (54)$$

Conocido el número de módulos a instalar en serie y el número de módulos totales, se obtiene que el número de módulos en paralelo debe ser:

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} = \frac{662}{11} = 60,1 \cong 61 \text{ módulos en paralelo} \quad (55)$$

Una vez determinado el número de módulos que se van a conectar en serie y en paralelo se puede observar que, debido a los redondeos, el número total de módulos a instalar será 671 módulos.

$$N_{TotalMódulos} = N_s \cdot N_p = 11 \cdot 61 = 671 \text{ módulos fotovoltaicos} \quad (56)$$

La potencia que generan los módulos es por tanto:

$$P_{módulos} = P_p \cdot n^{\circ}módulos = 320 W_p \cdot 671 = 214,72 kW \quad (57)$$

4.1.3. Inversor

El inversor elegido deberá permitir un voltaje de entrada de 420 V_{DC} y un voltaje de salida de 400/230 V_{AC}. Se necesita que la salida se permita tanto 400 V como 230 V porque las estaciones de recarga lenta se alimentan con 230 Vac y las de recarga rápida se alimentan con 400 Vac.

Para determinar el número de inversores a instalar deberá tenerse en cuenta la potencia que producen los módulos ya que se quiere verter a la red lo máximo posible. Es decir, sería incoherente verter tan solo los 95,2 kW que necesitan las estaciones de recarga ya que se estaría perdiendo gran cantidad de potencia producida por los paneles.

Sabiendo que el inversor permite una potencia de entrada 37,5 kW y los módulos instalados producen una potencia de 214,72 kW sea:

$$N^{\circ}inversor_{paralelo} = \frac{P_{módulos}}{P_{inversor}} = \frac{214,72 kW}{37,5 kW} = 5,72 \text{ inversores} \\ \cong 6 \text{ inversores.} \quad (58)$$

Para que la intensidad que circula por cada inversor no sea tan elevada, se ha decidido instalar 7 inversores en lugar de 6. Con esos 7 inversores, se asegura que a la salida de los inversores la potencia sea:

$$P = n^{\circ} \text{ inversores} \cdot P_{\text{salida}} = 7 \cdot 28 \text{ kW} = 196 \text{ kW} \quad (59)$$

Debido a que los módulos producen 214,72 kW y que se utilizan 7 inversores, la potencia de entrada de dichos inversores deberá programarse a 30,67 kW.

4.1.4. Cableado de la instalación fotovoltaica

4.1.4.1. Módulos fotovoltaicos-Inversores

Los módulos fotovoltaicos estarán conectados a los inversores de la siguiente forma, teniendo en cuenta que en cada rama están conectados 11 módulos en serie:

- 9 ramas de módulos conectadas en paralelo (99 módulos en total) a 1 inversor.
- 9 ramas de módulos conectadas en paralelo (99 módulos en total) a 1 inversor.
- 9 ramas de módulos conectadas en paralelo (99 módulos en total) a 1 inversor.
- 9 ramas de módulos conectadas en paralelo (99 módulos en total) a 1 inversor.
- 9 ramas de módulos conectadas en paralelo (99 módulos en total) a 1 inversor.
- 8 ramas de módulos conectadas en paralelo (88 módulos en total) a 1 inversor.
- 8 ramas de módulos conectadas en paralelo (88 módulos en total) a 1 inversor.

Al estar distribuidos de esta forma, los tramos formados por 8 ramas tendrán cableado de la misma sección y lo mismo con los tramos formados por 9 ramas. Para ello, se escogerá la longitud mayor de entre todas las conexiones.

Esta parte de la instalación trabaja con corriente continua.

Para determinar la sección del cableado, se calcula la corriente máxima producida por los módulos fotovoltaicos. La intensidad se corresponde con la intensidad máxima que puede circular por ese tramo, que coincide con la intensidad de cortocircuito (I_{sc}) del módulo seleccionado (especificado en la memoria descriptiva) multiplicada por el número de módulos totales en paralelo.

De esta forma se obtendría que la intensidad máxima que puede circular es:

$$I = I_{sc} \cdot n_{mtp}^o \quad (60)$$

Siendo

- I_{sc} = Intensidad cortocircuito del módulo seleccionado ($I_{sc}=8,81$ A).
- n_{mtp}^o = número de módulos totales en paralelo de la instalación.

A continuación se calcula el criterio de la caída de tensión según la ITC-BT-14. Se halla teniendo en cuenta que la caída de tensión máxima es de 3 % entre generador y regulador según el IDAE (especificado en la memoria descriptiva).

La máxima caída de tensión sería entonces:

$$e = \frac{3 \cdot V}{100} \quad (61)$$

Siendo: $V=420$ V

Sabiendo la caída de tensión, se determina la sección teórica con la fórmula:

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{C \cdot e} \quad (62)$$

Se elige la siguiente sección normalizada superior que hay, teniendo en cuenta que son conductores unipolares y que su instalación será sobre bandejas de rejilla, es decir, teniendo en cuenta la Tabla A-52-1 bis, columna E-12.

Una vez sabida la sección se calcula la intensidad de cortocircuito y la resistencia de cortocircuito de dicho tramo. Para ello se utilizan las siguientes ecuaciones.

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_1}{s} \quad (63)$$

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}} \quad (64)$$

Siguiendo este orden se calculan las secciones del cableado:

Tramo 1: 9 ramas de módulos-inversor

Siendo la longitud mayor $L_1 = 258,85$ m, se obtiene, usando la ecuación (60), (61) y (62):

$$I = I_{sc} \cdot n_{mtp}^0 = 8,81 \text{ A} \cdot 9 = 79,29 \text{ A}$$

$$e = \frac{3 \cdot V}{100} = \frac{3 \cdot 420 \text{ V}}{100} = 12,6 \text{ V}$$

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I}{C \cdot e} = \frac{2 \cdot 258,851 \text{ m} \cdot 79,29 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 12,6 \text{ V}} = 58,18 \text{ mm}^2$$

Se elige la siguiente sección normalizada superior que hay, teniendo en cuenta que son conductores unipolares y que su instalación será sobre bandejas de rejilla, es decir, teniendo en cuenta la Tabla A-52-1 bis, columna E-12, de la ITC-BT-19. La siguiente sección es 70 mm^2 y la intensidad máxima admisible para esta sección es 244 A. Este valor es superior a 79,29 A por lo que se cumple el criterio de calentamiento y la sección es válida. Para estos 70 mm^2 se obtiene que la sección del neutro sea 35 mm^2 , la del conductor de protección, según la tabla 2 de la ITC-BT-19, 35 mm^2 y el diámetro de la canalización, según la tabla 2 de la ITC-BT-21, sea 63 mm.

Por último, se calcula la intensidad de cortocircuito (ecuación (63) y (64)) para poder determinar el poder de corte de las protecciones.

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_1}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 258,851 m}{70 mm^2} = 0,13 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{V}{R_{CC}} = \frac{420 V}{0,13 \Omega} = 3230,77 A = 3,23 kA$$

Una vez obtenida la intensidad de cortocircuito, la protección, que en este caso será un fusible, se elegirá de forma que el poder de corte sea superior a la I_{CC} . Además, para elegir el fusible, deben cumplirse las siguientes condiciones:

$$I_C \leq I_N \leq I_{MaxAdm} \quad (65)$$

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_{MaxAdm} \quad (66)$$

Partiendo de la primera condición, $79,29 A \leq I_N \leq 244 A$, la intensidad nominal del fusible sería 100 A, siendo un fusible NH 1.

La intensidad de funcionamiento I_F está determinada por la siguiente tabla:

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	I_f Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,8 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Tabla 8. Valores que toma I_f en función de la intensidad nominal

En este caso, $I_n=100 A$ por lo que $I_F=1,6 \cdot 100 A = 160 A$. Para esta intensidad de funcionamiento se puede observar que la segunda condición también se cumple:

$$I_F \leq 1,45 \cdot 244 A \rightarrow 160 A \leq 353,8 A$$

En este caso, los módulos estarán protegidos con un fusible de seguridad NH 1 100 A y poder de corte 10 kA.

Tramo 2: 8 ramas de módulos-inversor

Siendo la longitud mayor $L_1 = 206,603$ m, se obtiene, mediante las ecuaciones (60), (61) y (62):

$$I = I_{sc} \cdot n_{mtp}^0 = 8,81 A \cdot 8 = 70,48 A$$

$$e = \frac{3 \cdot V}{100} = \frac{3 \cdot 420 V}{100} = 12,6 V$$

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{C \cdot e} = \frac{2 \cdot 206,603 m \cdot 70,48 A \cdot 1}{56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 12,6 V} = 41,27 mm^2$$

Se elige la siguiente sección normalizada superior que hay, teniendo en cuenta que son conductores unipolares y que su instalación será sobre bandejas de rejilla, es decir, teniendo en cuenta la Tabla A-52-1 bis, columna E-12, de la ITC-BT-19. La siguiente sección es $50 mm^2$ y la intensidad máxima admisible para esta sección es 188 A. Este valor es superior a 70,48 A por lo que se cumple el criterio de calentamiento y la sección es válida. Para estos $50 mm^2$ se obtiene que la sección del neutro sea $25 mm^2$, la del conductor de protección, según la tabla 2 de la ITC-BT-19, $25 mm^2$ y el diámetro de la canalización y el diámetro de la canalización, según la tabla 2 de la ITC-BT-21, sea 50 mm.

Por último, se calcula la intensidad de cortocircuito para poder determinar el poder de corte de las protecciones.

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_1}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 206,603 m}{50 mm^2} = 0,15 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}} = \frac{420 V}{0,15 \Omega} = 2800 A = 2,8 kA$$

Una vez obtenida la intensidad de cortocircuito, la protección, que en este caso será un fusible, se elegirá de forma que el poder de corte sea superior a la I_{cc} . Además, para elegir el fusible, deben cumplirse las condiciones (65) y (66):

Partiendo de la primera condición, $70,48 A \leq I_N \leq 188 A$, la intensidad nominal del fusible sería 80 A, siendo un fusible NH 1.

En este caso, $I_n=80$ A por lo que $I_F=1,6 \cdot 80$ A = 128 A. Para esta intensidad de funcionamiento se puede observar que la segunda condición también se cumple:

$$I_F \leq 1,45 \cdot 188 \text{ A} \rightarrow 128 \text{ A} \leq 272,6 \text{ A}$$

En este caso, los módulos estarán protegidos con un fusible de seguridad NH 1 80 A y poder de corte 6 kA.

4.1.4.2. Inversor-Caja de derivación

Cada inversor irá conectado a una caja de derivación de forma que estén todos conectados en paralelo. Esta parte de la instalación trabaja con corriente alterna.

Para calcular la sección de cableado que va desde cada inversor a la caja de derivación se realizará como con los módulos, es decir, se escogerá la longitud mayor. Para el dimensionamiento de este tramo se debe saber la intensidad máxima que circula a la salida del inversor.

Se cuenta con siete inversores con las mismas características, por lo que calculando la intensidad máxima a la salida de un inversor se sabrá las demás. Para este cálculo se utiliza la expresión:

$$I_{ca} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} \quad (67)$$

Donde,

- I_{ca} = es la intensidad de corriente alterna de salida del inversor.
- P es la potencia alterna máxima que pueden entregar los inversores seleccionados a su salida: 28 kW
- V = es la tensión nominal de salida del inversor, es decir, V=400 V.
- $\cos(\phi)$ = factor de potencia (1).

Sustituyendo en la expresión anterior resulta una intensidad en corriente alterna de salida del inversor de valor:

$$I_{ca} = \frac{28000 W}{\sqrt{3} \cdot 400 V \cdot 1} = 40,41 A$$

Sabiendo que la mayor longitud inversor-caja de derivación es 4,168 m y teniendo en cuenta que la caída de tensión máxima admisible es del 1% ($1 \cdot 400 / 100 = 4 V$) se calcula la sección aplicando el criterio de la caída de tensión:

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{C \cdot e} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4,168 m \cdot 40,41 A \cdot 1}{56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 4 V} = 1,30 mm^2$$

En este caso, este tramo de la instalación irá empotrado en las paredes de la caseta, por lo que la sección se elegirá atendiendo a la tabla A-52-1 bis, columna B1-8. En este caso, según el criterio de caída de tensión, se debe elegir una sección de $s = 2,5 mm^2$, pero dicha sección no soportaría la intensidad que circula por el cable, de forma que hay que aumentar la sección a $16 mm^2$, la cual tiene una intensidad máxima admisible de 73 A, y cumple el criterio de caída de tensión y el de calentamiento.

La sección elegida contará con un neutro de $s = 10 mm^2$, que discurrirá por una canalización de 20 mm de diámetro (Tabla 5 de la ITC-BT-21).

La intensidad de cortocircuito (ecuación (63)) y la resistencia de cortocircuito (ecuación (64)) de dicho tramo serán, por tanto:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_2}{s} = \frac{2 \cdot 0,018 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 4,168 m}{16 mm^2} = 0,0094 \Omega$$

Por tanto, la intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot R_{cc}} = \frac{230 V}{\sqrt{3} \cdot 0,0094 \Omega} = 14,13 kA$$

Una vez obtenida la intensidad de cortocircuito, la protección se elegirá de forma que la intensidad nominal sea superior a la I_{cc} .

En estos tramos se instalarán magnetotérmicos y diferenciales. Los valores de los magnetotérmicos a instalar en cada circuito se eligen teniendo en cuenta que su intensidad sea superior que la intensidad que circula por la línea pero inferior que la intensidad máxima admisible del cable, es decir, que cumplan la condición (65):

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm}$$

$$40,41 A \leq I_N \leq 73 A$$

Eligiendo un magnetotérmico de 50 A se cumple con estas especificaciones. El poder de corte será 16 kA, de forma que sea mayor que la I_{cc} .

El diferencial correspondiente a cada circuito será de 4 polos, el calibre se elegirá de forma que se cumpla con la condición nombrada anteriormente:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MaxAdm}$$

Y la sensibilidad de los mismos de 30 mA ya que la intensidad residual de la puesta a tierra es 0,6 mA. La intensidad nominal será de 63 A de forma que se cumpla con la especificación:

$$40,41 A \leq I_N \leq 73 A$$

4.1.4.3. Caja de derivación-Contador

El cableado que va desde la caja de derivación hasta el contador tiene una longitud de 0,12 m ya que sólo atravesará el muro de la caseta.

La intensidad que circula será la suma de todas las I_{ca} que salen de cada inversor, es decir:

$$I_T = \sum I_{ca} = 7 \cdot 40,41 = 282,87 A \quad (68)$$

Sabiendo que el $\cos \phi$ es 1, se obtiene:

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{C \cdot e} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,12 \text{ m} \cdot 282,87 \text{ A} \cdot 1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 4 \text{ V}} = 0,26 \text{ mm}^2$$

En este caso, este tramo de la instalación irá empotrado en las paredes de la caseta, por lo que la sección se elegirá atendiendo a la tabla A-52-1 bis, columna B1-8. En este caso, según el criterio de caída de tensión, se debe elegir una sección de $s = 1,5 \text{ mm}^2$, pero dicha sección no soportaría la intensidad que circula por el cable, de forma que hay que aumentar la sección a 150 mm^2 , la cual tiene una intensidad máxima admisible de 299 A, y cumple el criterio de caída de tensión y el de calentamiento.

La sección elegida contará con un neutro de $s = 70 \text{ mm}^2$, que discurrirá por una canalización de 75 mm de diámetro (Tabla 5 de la ITC-BT-21).

4.1.4.4. Contador-CGP

En este caso la intensidad que circula es de 282,87 A, la longitud del cable es de 0,4 m, la caída de tensión de 1% según el IDAE, por lo que la sección según el criterio de la caída de tensión (ecuación (62)) será:

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{C \cdot e} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ m} \cdot 282,87 \text{ A} \cdot 1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 4 \text{ V}} = 0,87 \text{ mm}^2$$

La siguiente sección normalizada según la tabla D de la ITC-BT-19 es 6 mm^2 , pero esta sección no soporta la intensidad de 282,87 A, por lo que se elegirá la sección de 150 mm^2 que soporta una intensidad de 300 A.

Sabiendo la sección de los conductores de fase se determina la sección del neutro, siguiendo la tabla 1 de la ITC-BT-07, obteniendo una sección de 70 mm^2 . Por último, al ser una sección de 150 mm^2 , el diámetro de los tubos será 180 mm según la tabla 9 de la ITC-BT-21 y estarán enterrados a una profundidad de 0,8 m.

4.1.5. Ventilación de la caseta de inversores

En el caso de la caseta que contiene los inversores se contará tanto con extractor eólico como fotovoltaico.

El caudal mínimo de extracción para llevar a cabo una correcta ventilación del local será de:

$$Q_{extracción} = \frac{C \cdot n}{0,34 \cdot (t_i - t_e)}$$

Donde:

- C: Calor cedido por los inversores (potencia en W).
- n: número de inversores
- $t_i - t_e$: diferencia máxima admisible entre la temperatura del aire interior y la del exterior. Se utiliza normalmente un valor de 5 para ambientes más calurosos y 10 en zonas más frescas, por lo que en este caso, se utilizará 5.
- Q: caudal de aire necesario en m^3/h para mantener el diferencial máximo elegido entre la temperatura interior y exterior.

Por tanto, debido a que el calor cedido por los inversores 28 kW y que las pérdidas en forma de calor son del 1%, el caudal mínimo de extracción es:

$$Q_{extracción} = \frac{0,01 \cdot 28000 \cdot 7}{0,34 \cdot 5} = 1152,94 \frac{m^3}{h}$$

Eligiendo un extractor eólico cuyo caudal de extracción es $600 m^3/h$ se obtiene que el número de extractores necesarios sea:

$$n^{\circ} \text{ extractores eólicos} = \frac{Q_{extracción}}{Q} = \frac{1152,94}{600} = 1,92 \text{ extractores}$$

$$\cong 2 \text{ extractores eólicos.}$$

En el caso de los extractores solares, al tener un caudal de extracción de $1400 m^3/h$, se obtiene un total de:

$$\begin{aligned}n^{\circ} \text{ extractores solares} &= \frac{Q_{\text{extracción}}}{Q} = \frac{1152,94}{1400} = 0,82 \text{ extractores} \\ &\cong 1 \text{ extractor solar.}\end{aligned}$$

ANEXO 2. COMPARACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.

1. Comparación VE.

En este anexo se realiza una comparativa de algunos de los coches eléctricos que hay actualmente en el mercado.

En la tabla 1 se especifican las características más importantes de los coches eléctricos elegidos.

	Mitsubishi i-Miev	Volkswagen e-Golf	Nissan Leaf	BMW i3	Renault Zoe	Tesla S
Motor	35 kW. Motor síncrono de imán permanente (Y51)	85 kW refrigerado por agua.	80 kW. AC síncrono	125 kW. Síncrono	Eléctrico de 65 kW con 220 N·m de par motor desde las 250 rpm.	225 kW. Trifásico, motor de inducción de 4 polos de AC con rotor de cobre
Pmax (CV)	67	116	109	170	88	306
Velocidad máx (km/h)	130	140	144	150	135	190
Tensión nominal (V)	330	323	360	360	400	400
Consumo eléctrico (W*h/Km)	125	127	127	129	146	218,8
Autonomía (Km)	160	190	199	160	210	390

Batería						
Tipo	Iones de litio	Iones de litio- 24,2 kW*h, 323 V, 318 kg	Laminada de iones de litio	Iones de litio-18,8 kW*h	Iones de litio	Iones de litio Panasonic 18.650
Capacidad útil (kW*h)	16	24	24	18,8	22	60
Tiempo de carga (100%)	Estándar 230V/10 A → 8 h	Estándar 230 V/10 A → 13 h	Estándar 230 V/10 A → 12 h	Estándar 230 V/10 A → 8 h	Estándar 230 V → 9 h	Estándar 230 V/10 A → 12 h
Vida útil	5 años o 100.000 km	8 años o 160.000 km	5 años o 100.000 km	8 años o 100.000 km	-	8 años o 200.000 km
Precio (€)	34.400	35.500	27.200	33.490	21.500	66.221

Tabla 1. Características de los coches eléctricos con más autonomía

Para realizar el diseño de la instalación para la recarga de coches eléctricos se debe tener en cuenta la capacidad útil de la batería del coche, el tiempo de carga de la misma, y el consumo eléctrico del motor del coche.

1.1. Análisis en base al consumo eléctrico y la autonomía.

Para dimensionar la instalación se estimará la energía necesaria para recargar cada vehículo eléctrico. Esto se calcula teniendo en cuenta el consumo del coche y la autonomía.

Mitsubishi i-Miev:

$$Energía_{i-Miev} = consumo \cdot autonomía = 125 \frac{Wh}{km} \cdot 160 km = 20000 Wh$$

Volkswagen e-Golf:

$$Energía_{e-Golf} = Consumo \cdot autonomía = 127 \frac{Wh}{km} \cdot 190 km = 24130 Wh$$

Nissan Leaf:

$$Energía_{N.Leaf} = Consumo \cdot autonomía = 127 \frac{Wh}{km} \cdot 199 km = 25273 Wh$$

BMW i3:

$$Energía_{BMW i3} = Consumo \cdot autonomía = 129 \frac{Wh}{km} \cdot 160 km = 20640 Wh$$

Renault Zoe:

$$Energía_{Zoe} = Consumo \cdot autonomía = 146 \frac{Wh}{km} \cdot 210 km = 30660 Wh$$

Tesla S:

$$Energía_{Tesla S} = Consumo \cdot autonomía = 218,8 \frac{Wh}{km} \cdot 390 km = 85332 Wh$$

Una vez calculadas las energías necesarias para recargar los coches, se puede observar que el vehículo eléctrico que más consumiría sería el Tesla S, seguido del Renault Zoe.

1.2. Análisis en base a la capacidad útil de la batería del coche y el tiempo de carga de la misma.

Según la tabla 1, el Mitsubishi i-Miev y el BMW i3 tienen unas baterías cuya capacidad útil está muy igualada y el tiempo de recarga de ambas es el mismo, 8 horas.

Si se comparan estos dos VE con cualquiera de los demás se puede observar que estos dos son los que tienen menores prestaciones en cuanto a capacidad.

Por otro lado, si se comparan el Volkswagen e-golf, el Nissan Leaf y el Renault Zoe, se puede observar como la capacidad de las baterías de estos tres coches es casi igual, 22-24 kWh. Sin embargo, entre éstos, el Renault Zoe es el coche que tiene baterías con menor capacidad útil.

Por último, el coche eléctrico Tesla S se puede considerar un coche de gama alta ya que, respecto al resto de vehículos, su capacidad útil es el doble y el tiempo de recarga es el mismo que el de vehículos como el Nissan Leaf.

**ANEXO 3. CÁLCULO DEL
ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE
LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS.**

1. Cálculo del ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos.

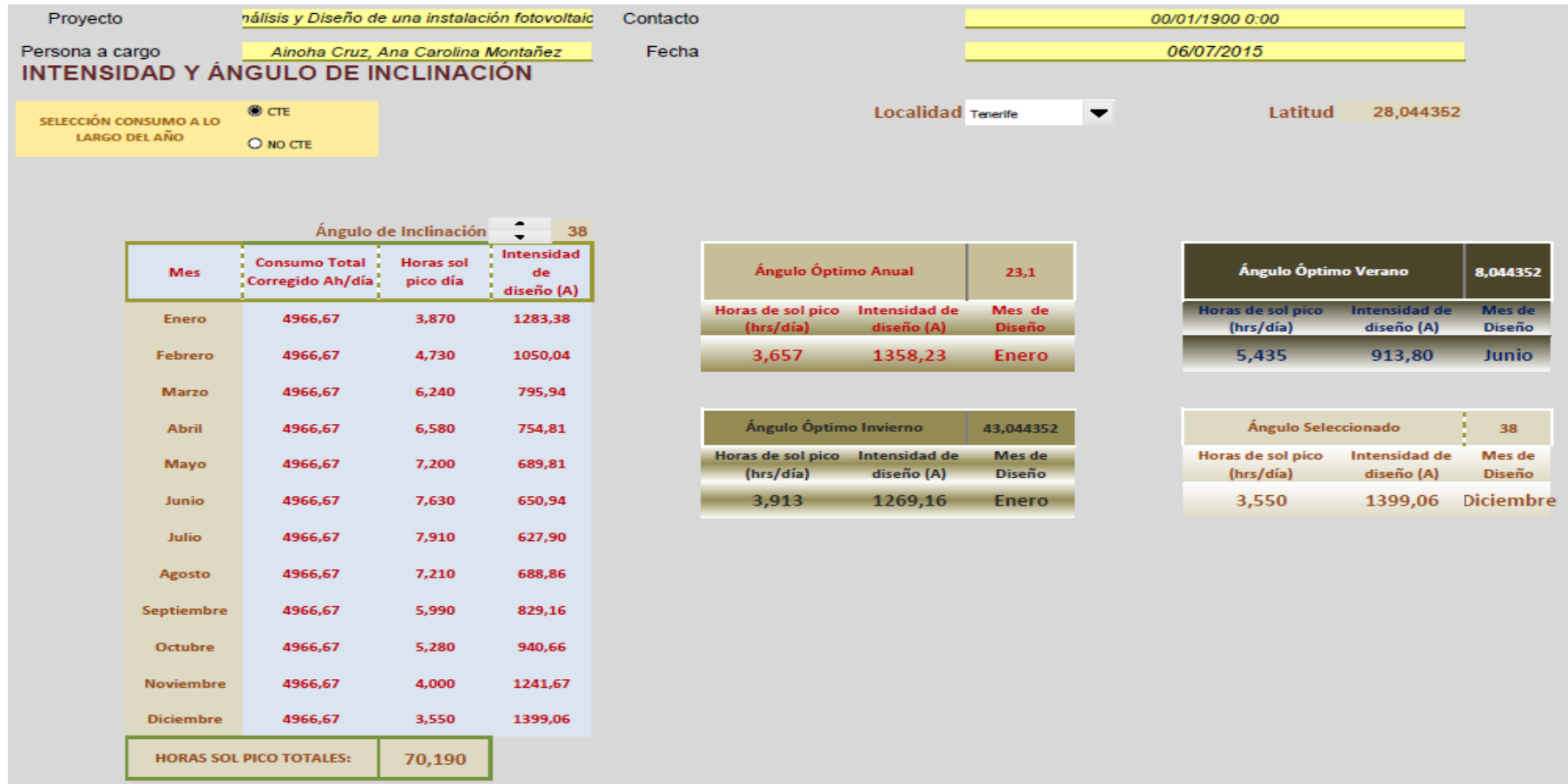


Figura 1. Cálculo del ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos.

**ANEXO 4. CÁLCULO DE LAS
SECCIONES DEL CABLEADO DEL
CASO 1.**

1. Cálculo de las secciones del cableado del caso 1.

Circuito	Tipo	I (A)	Montaje	Sección en tabla	Sec. teórica (mm ²)	Sección (mm ²)	I _{max} (A)	Longitud (m)	C.T (V)	e (%)	Prot.Sobrecargas (A)	R _{cc}	I _{cc} (kA)	Prot. Cc (kA)	Canalización (mm)	Sección neutro (mm ²)	Sección conductor protección (mm ²)
Panel 1 (23 módulos)-In/R1	M	202,63	Sobre rejilla	E-12	106,29	120	348	185,05	11,16	2,66	250	0,056	7,5	10	75	70	60
Panel 2 (22 módulos)-In/R2	M	193,82	Sobre rejilla	E-12	70,94	95	296	129,12	9,41	2,25	200	0,049	8,58	10	63	50	50
Panel 3 (22 módulos)-In/R3	M	193,82	Sobre rejilla	E-12	108,71	120	348	197,87	11,42	2,72	200	0,06	7	10	75	70	60
Batería 1-In/R1	M	196,76	Enterrado	D	13,41	70	225	8,01	0,81	0,2	200	0,0041	101,942	150	125	35	
Batería 2-In/R 2	M	196,76	Enterrado	D	11,3	70	225	6,75	0,59	0,15	200	0,0035	120	150	125	35	
Batería 3-In/R 3	M	196,76	Enterrado	D	9,17	70	225	5,48	0,48	0,12	200	0,0029	144,83	150	125	35	
In/R 1- Caja prot. AC	T	144,35	Empotrado	B1-8	2,58	70	185	6,94	0,52	0,13	160	0,0036	36,93	60	63	35	
In/R 2- Caja prot. AC	T	144,35	Empotrado	B1-8	2,19	70	185	5,89	0,44	0,11	160	0,0031	42,89	60	63	35	
In/R 3- Caja prot. AC	T	144,35	Empotrado	B1-8	1,8	70	185	4,83	0,36	0,09	160	0,0025	53,18	60	63	35	
Caja prot. AC-recep. AC lentos	M	15,65	Enterrado	D	0,43	6	58	10,44	0,98	0,43	20	0,0627	3,67	6	50	6	6

Caja prot. AC-recep. rapidos	T	31,75	Enterrado	D	1,05	6	48	12,81	2,43	0,61	40	0,0769	1,73	3	50	6	6
Grupo Electrónico1-I/R1	T	160,57	Enterrado	D	1,38	70	190	3,32	0,28	0,07					125	35	

Tabla 1. Cálculo de las secciones del cableado del caso 1.

**ANEXO 5. CÁLCULO DE LAS
SECCIONES DEL CABLEADO DEL
CASO 2.**

1. Cálculo de las secciones del cableado del caso 2.

Circuito	Tipo	I (A)	Montaje	Sección en tabla	Sec. teórica (mm ²)	Sección (mm ²)	I _{max} (A)	Longitud (m)	C.T (V)	e (%)	Prot. Sobrecargas (A)	R _{cc}	I _{cc} (kA)	Prot. Cc (kA)	Canalización (mm)	Sección neutro (mm ²)	Sección conductor protección (mm ²)
Acometida	T	197,90	Bajo tubo	A-1	39,38	150	300	111,19	3,63	0,91	250	0,027	4,98	100	180	70	-
LGA	T	197,90	Bajo tubo	A-1	4,25	150	300	2	0,07	0,02					180	70	
DI	T	197,90	Bajo tubo	A-1	3,53	95	225	3,32	0,18	0,05	200	0,028	4,76	100	140	50	50
Estación de recarga 1 lenta	M	19,57	Bajo tubo	D	0,18	6	58	5,84	0,28	0,13	25	0,035	6,57	10	50	6	6
Estación de recarga 2 lenta	M	19,57	Bajo tubo	D	0,11	6	58	3,45	0,17	0,08	25	0,035	6,57	10	50	6	6
Estación de recarga 3 rápida	T	39,69	Bajo tubo	D	0,04	10	82	3,76	0,37	0,1	40	0,035	3,79	6	63	10	10
Estación de recarga 4 rápida	T	39,69	Bajo tubo	D	0,38	10	82	6,16	0,61	0,16	40	0,035	3,79	6	63	10	10
Estación de recarga 5 rápida	T	39,69	Bajo tubo	D	0,53	10	82	8,56	0,84	0,21	40	0,035	3,79	6	63	10	10
Estación de recarga 6 rápida	T	39,69	Bajo tubo	D	0,68	10	82	10,96	1,08	0,27	40	0,0350	3,79	6	63	10	10

Tabla 1. Cálculo de las secciones del cableado del caso 2.

**ANEXO 6. CÁLCULO DE LAS
SECCIONES DEL CABLEADO DEL
CASO 3.**

1. Cálculo de las secciones del cableado del caso 3.

Circuito	Tipo	I (A)	Montaje	Sección en tabla	Sec. teórica (mm ²)	Sección (mm ²)	I _{max} (A)	Longitud (m)	C.T (V)	e (%)	Prot.Sobrecargas (A)	R _{cc}	I _{cc} (kA)	Prot. Cc (kA)	Canalización (mm)	Sección neutro (mm ²)	Sección conductor protección (mm ²)
Paneles-inversor1	M	79,29	Sobre rejilla	E-12	58,18	70	244	258,85 1	10,48	2,5	100	0,1332	3,16	10	63	35	35
Paneles-inversor2	M	70,48	Sobre rejilla	E-12	41,27	50	188	206,60 3	10,41	2,48	80	0,1488	2,83	6	50	25	25
Inversor-caja derivación	T	40,41	Empotrado	B1-08	1,3	16	73	4,168	0,33	0,09	50	0,0094	14,1 3	16	32	10	
Caja derivación-contador	T	282,87	Empotrado	B1-08	0,26	150	300	0,12	0,01	0,01					75	70	
Contador-CGP	T	282,87	enterrado	D	0,87	150	300	0,4	0,03	0,01		0,1332			180	70	

Tabla 1. Cálculo de las secciones del cableado del caso 3.

ANEXO 7. FICHAS TÉCNICAS.

ÍNDICE.

1. Ficha técnica módulo fotovoltaico.....	2
2. Ficha técnica baterías.....	4
3. Ficha técnica inversores híbridos para fotovoltaica aislada.....	6
4. Ficha técnica grupo electrógeno.....	8
5. Ficha técnica inversor para conectado a red.....	9
6. Ficha técnica estación de recarga.....	11
7. Ficha técnica Caja General de Protección (CGP).....	13
8. Ficha técnica extractor fotovoltaico.....	14
9. Ficha técnica extractor eólico.....	15

Ficha técnica módulo fotovoltaico.

→ www.atersa.com



Optimum
nueva gama



Módulo solar fotovoltaico
A-xxxM GSE (300/305/310/315/320 W)

- ➔ **Optimize sus instalaciones.**
- ➔ **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- ➔ **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- ➔ Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- ➔ **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- ➔ **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.

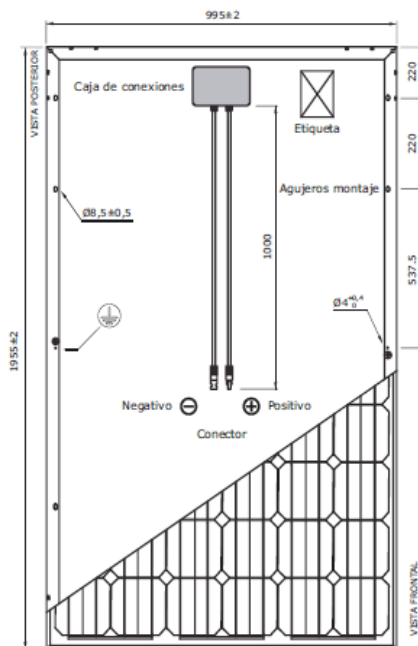
A-xxxM GSE (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas					
Potencia Máxima (Pmax)	300 W	305 W	310 W	315 W	320 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	37.57 V	37.83 V	38.01 V	38.33 V	38.64 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	7.99 A	8.07 A	8.16 A	8.23 A	8.29 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	45.67 V	45.98 V	46.19 V	46.48 V	46.70 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8.53 A	8.60 A	8.67 A	8.74 A	8.81 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.41	15.66	15.92	16.18	16.43
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5				
Máxima Serie de Fusibles (A)	15				
Máxima Tensión del Sistema	DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)				
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	46±2				

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

Especificaciones mecánicas		Materiales de construcción	
Dimensiones (± 2.0 mm.)	1955x995x50 mm.	Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado/grado PV4.0 mm.
Peso	27.3 kg	Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 células (6x12)/Monocristalina/156 x 156 mm.
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa	Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa	Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
		Cable (longitud/sección)/ Connector	1000 mm./ 4 mm² / Compatible MC4

Vista genérica construcción módulo



El dibujo no está a escala

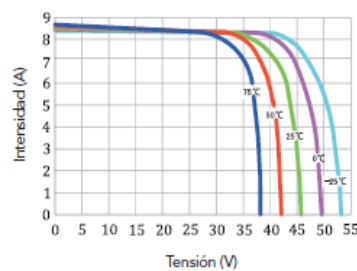
Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.09% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.32% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.41% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

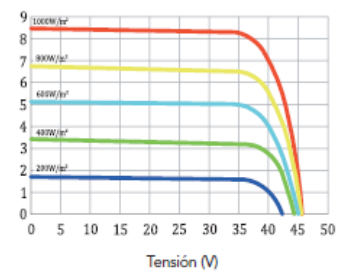
Embalaje

Módulos/palé	20 pzas
Palés/contenedor 40'	22 pzas
Módulos/contenedor 40'	440 pzas

Temperatura Varía (A-300M GSE)



Irradiación Varía



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

Ficha técnica baterías.

Network Power > Sonnenschein A600 SOLAR > Benefits



Sonnenschein A600 SOLAR

Unmatched dryfit Gel technology for renewable energy storage

Sonnenschein A600 SOLAR is a premium range, developed specifically for applications where cycling is required. It has extraordinary energy-saving features in addition with robust reliability, proven for decades in many installations world-wide.

Your benefit:

- > **Exceptional cycling performance** – 3000+ cycles at 60 % Depth of Discharge* C₁₀
- > **dryfit Gel technology** – leak proof
- > **Lowest energy consumption** – saving costs
- > **Strong tubular plate technology** – for longer life in the toughest conditions
- > **Proof against deep discharge** – greater long-term energy delivery
- > **Horizontal mounting possible** – easy installation and maintenance
- > **Completely recyclable** – low CO₂-footprint



Specifications

- > Nominal capacity 294 – 3919 Ah C₁₀₀ (20°C)
- > Cycling performance at 20 °C (with IU charging): 2400 cycles at 60 % Depth of Discharge (C₁₀) at 20 °C
For enhanced performance and for systems ≥ 48 V we recommend IU charging, to reach 3000+ cycles at 20 °C
- > Designed in accordance with IEC 61427 and IEC 60896-21/22
- > Long shelf life up to 2 years at 20 °C without recharge due to the very low self discharge rate
- > Also available as flame-retardant version on request (V0)
- > Manufactured in Europe in our ISO 9001 certified production plants
- > Trouble-free transport of operational blocks, no restrictions for rail, road, sea and air transportation (ATA, DGR, clause A67)
- > Approval: UL (Underwriter Laboratories)



Sonnenschein A600 SOLAR
Technical Data

Technical characteristics and data

Type	Part number	Nom. voltage	Nominal capacity C_{100}	Discharge current	Length (l)	Width (b/w)	Height (h)	Height (h ₂)	Weight	Terminal	Pole pairs
		V	1.85 Vpc Ah	I_{100} A	max. mm	max. mm	max. mm	max. mm			
A602/295 Solar	NGS6020295HS0FA	2	294	2.45	105	208	357	399	19.0	F-M8	1
A602/370 Solar	NGS6020370HS0FA	2	367	3.05	126	208	357	399	23.0	F-M8	1
A602/440 Solar	NGS6020440HS0FA	2	440	3.66	147	208	357	399	27.0	F-M8	1
A602/520 Solar	NGS6020520HS0FA	2	519	4.32	126	208	473	515	30.0	F-M8	1
A602/625 Solar	NGS6020625HS0FA	2	623	5.19	147	208	473	515	35.0	F-M8	1
A602/750 Solar	NGS6020750HS0FA	2	727	6.05	168	208	473	515	39.0	F-M8	1
A602/850 Solar	NGS6020850HS0FA	2	848	7.06	147	208	648	690	49.0	F-M8	1
A602/1130 Solar	NGS6021130HS0FA	2	1131	9.42	212	193	648	690	66.0	F-M8	2
A602/1415 Solar	NGS6021415HS0FA	2	1413	11.7	212	235	648	690	80.0	F-M8	2
A602/1695 Solar	NGS6021695HS0FA	2	1695	14.1	212	277	648	690	95.0	F-M8	2
A602/1960C Solar	NGS6021960HS0FB	2	1959	16.3	212	277	717	759	115	F-M8	2
A602/2600 Solar	NGS6022600HS0FA	2	2613	21.7	216	400	775	816	160	F-M8	3
A602/3270 Solar	NGS6023270HS0FA	2	3266	27.2	214	489	774	816	198	F-M8	4
A602/3920 Solar	NGS6023920HS0FA	2	3919	32.6	214	578	774	816	238	F-M8	4

Capacities $C_1 - C_{120}$ (20 °C)

Type	C_1 1.67 Vpc	C_2 1.75 Vpc	C_5 1.77 Vpc	C_{10} 1.80 Vpc	C_{100} 1.85 Vpc	C_{120} 1.85 Vpc
A602/295 Solar	123	167	193	218	286	294
A602/370 Solar	154	209	241	272	357	367
A602/440 Solar	185	251	290	326	429	440
A602/520 Solar	229	307	342	380	505	519
A602/625 Solar	275	369	410	456	606	623
A602/750 Solar	321	431	479	532	707	727
A602/850 Solar	367	513	626	681	829	848
A602/1130 Solar	489	684	834	908	1105	1131
A602/1415 Solar	612	855	1043	1135	1382	1413
A602/1695 Solar	734	1026	1252	1363	1658	1695
A602/1960C Solar	824	1209	1359	1573	1937	1959
A602/2600 Solar	1047	1548	1782	2025	2547	2613
A602/3270 Solar	1309	1935	2226	2532	3184	3266
A602/3920 Solar	1571	2322	2673	3038	3821	3919

Ficha técnica inversores híbridos para fotovoltaica aislada

SISTEMA INVERSOR HÍBRIDO TRIFÁSICO

ZIGOR SOLAR HIT3C

Inversores híbridos trifásicos (para generación solar, eólica, baterías y red o grupo electrógeno)

Descripción



La gama de inversores híbridos ZIGOR SOLAR HIT3C están diseñados para cubrir las necesidades energéticas donde no llega la red eléctrica, así como para electrificaciones rurales y/o generación distribuida.

La característica principal de los inversores híbridos ZIGOR SOLAR HIT3C, es su capacidad de generar electricidad a partir de recursos Solares, Eólicos, de Baterías, de Red o Grupo Electrónico.

Los inversores trifásicos híbridos de ZIGOR SOLAR HIT3C, han sido diseñados para poder sumar las energías provenientes de diferentes fuentes y al mismo tiempo poder controlar todas las aportaciones energéticas desde un único sistema.



ZIGOR SOLAR HIT3C

Características

- > Entrada Red y Grupos Electrónicos
- > Entrada Turbina eólica o Campo fotovoltaico a través de un regulador interno
- > Batería de respaldo
- > Rango de tensión de entrada (450-700 Vdc) para paneles solares
- > Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)
- > Alto rendimiento energético MPPT > 99%
- > Muy baja distorsión armónica THD < 3%
- > Monitorización del equipo mediante LCD
- > Aislamiento galvánico a través de transformador
- > Monitorización corriente strings para paneles solares (opción)
- > Grado de protección IP21
- > Protección contra: Polarizaciones inversas, cortocircuitos, sobretensiones, fallo de aislamiento con salida a Relé
- > Puntos de consumo híbrido de conexión a red con capacidad limitada de potencia o necesidad de ahorro
- > Web server a través de puerto de comunicación ETHERNET
- > Fácil acceso desde cualquier navegador
- > Sistema remoto de monitorización ZIGOR SOLAR SWS2000: programa de comunicación remota, visualización de parámetros, control de registros del inversor, etc (opcional)

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
Modelo	ZIGOR SOLAR HIT3C 30	ZIGOR SOLAR HIT3C 50	ZIGOR SOLAR HIT3C 100	ZIGOR SOLAR HIT3C 150
Referencia	016288 (400V) 016289 (220V)	300552 (400V) 300553 (220V)	016290 (400V) 016291 (220V)	303675 (400V)
Potencia continua de salida	30 KW	50 KW	100 KW	150 KW
Potencia PV recomendada	≥ 31 kWp	≥ 52 kWp	≥105 kWp	≥157 kWp
Frecuencia nominal de salida	50 / 60 Hz			
Factor de potencia a plena carga	>0,99			
Máx. corriente de salida por fase	83/45 A	139/76 A	278/152 A	228 A
Distorsión de tensión AC	<3% a plena carga (2,5%)			
Tensión nominal de salida	208/220/240 ó 380/400/440 Vac (3F+N)			380/400/440 Vac
Máxima eficiencia	>96% (incluye transformador)			
Eficiencia MPPT	99%			
Consumo interno en funcionamiento	<1% a plena carga			
Transformador de aislamiento	Interno			
Seccionadores AC/DC	Interno			
Monitorización y supervisión	Autochecking / Registro de datos y eventos / Software gráfico de comunicaciones			
Pantalla de usuario	Display de 2 líneas, teclado y 3 leds			
Comunicaciones externas	Estándar: Ethernet, SNMP Opción: Módem GSM			
ENTRADA GRUPO ELECTRÓGENO				
Potencia nominal	≥ 30 kW	≥ 50 kW	≥ 100 kW	≥ 150 kW
Tensión nominal	208/220/240/380/400/440 Vac (3F+N)			
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz			
Corriente máx. por fase	139/76 A	194/106 A	389/213 A	289 A
BATERÍA				
Tensión nominal	350 Vdc			
Rango de tensión	300 / 420 Vdc			
Corriente máx. de carga	50 A	50 A	100 A	100 A
Corriente máx. de descarga	103 A	173 A	350 A	500 A
ENTRADA PV				
Rango de tensión MPPT	420 / 700 Vdc			
Corriente máxima	74 A	125 A	250 A	375 A
Tensión máxima	880 Vdc ⁽¹⁾			
Numero de entradas	1			
INFORMACIÓN GENERAL				
Rango de temperatura	-10°C a +50°C			
Refrigeración	Aire forzado y control de ventilador externo (6 A)			
Humedad relativa	0% a 95% sin condensación			
Altitud de operación	<1000 m sin pérdida de potencia			
Grado de protección	IP21 - estándar			
Dimensión armario (AlxAxF) (mm)	1950x1200x630 (modelo 400 Vac) 1950x1200x730 (modelo de 220 Vac)		2150 x 1600 x 630	
Peso aproximado armario	830 kg	850 kg	1320 kg	1450 kg
NORMATIVAS				
Marcado	CE			
Directivas	2006/95/CEE-93/68/CEE 2004/108/CEE			
Normativas	IEC-62108-1			

(1) Este valor de tensión no debe ser superado bajo ningún concepto.

Las especificaciones pueden cambiar sin previo aviso.

328ESFT08



www.zigor

Ficha técnica grupo electrógeno

Fácil de usar

El uso de las centrales de JCB es sencillo e intuitivo.

Alarmas eficaces y protecciones preconfiguradas informan al operador de las revisiones diarias.

Una central digital (opcional en muchos modelos de la competencia) de serie en todos los generadores por encima de 13 kVA ofrece una excelente funcionalidad y facilidad de uso.



Diseñados para un servicio sencillo

Depósito totalmente estanco integrado en el chasis, de serie en todos los generadores de la gama. La bandeja de retención tiene una capacidad para el 110% del total de los líquidos del generador (combustibles, lubricantes y refrigerantes).

El acceso a todos los elementos de servicios (filtros, radiador, cambio de aceite, batería) resulta sencillo a través de puertas amplias o paneles desmontables de la carrocería.

Las amplias puertas proporcionan un acceso cómodo para las revisiones mecánicas o eléctricas.

Fácil acceso para la limpieza y vaciado rápido del depósito de combustible.

Intervalo de servicio garantizado de 400 horas, dependiendo de la calidad del combustible utilizado.

El depósito está protegido por un filtro decantador, lo cual alarga los intervalos de servicios ya que no se requiere una limpieza continua.

Los depósitos de combustible de gran capacidad reducen la frecuencia de repostar.



Resistentes y duraderos

Las estructuras compactas y resistentes garantizan la resistencia de la parte delantera y trasera del bastidor.

Probados utilizando programas de cálculo estructural ANSYS.

Diseñados para resistir las máximas tensiones estructurales.

Los tratamientos de pintura más gruesos soportan el desgaste y son resistentes a las roturas en las condiciones ambientales más extremas.

Las carrocerías totalmente herméticas e insonorizadas incorporan aislamiento acústico de lana de roca de alta resistencia, ignífuga y resistente al calor, para lograr una excelente retención de los niveles de ruido.

Las puertas se cierran a presión para garantizar su hermeticidad.



GENERADOR | PANELES DE CONTROL Y POTENCIAS DISPONIBLES



Gama de generadores insonorizados JCB GBQX – G600QX

Model	50Hz				60Hz			
	Prime kVA	Prime kW	Standby kVA	Standby kW	Prime kVA	Prime kW	Standby kVA	Standby kW
GBQX	7.8	6.2	8.6	6.9	9.3	7.5	10.2	8.2
GBQX*	8.4	6.7	9.2	7.4	10	8	11.25	9
G13QX	12.3	9.8	13.3	10.7	15	12	16.5	13.2
G13QX*	12.8	10.3	13.8	11	15	12	17.5	14
G17QX	16	12.8	17	13.6	20	16	21.2	17
G22QX	20	16	22	18	25	20	28.7	23
G22QX*	18	14.4	19	15.2	20	16	21.25	17
G33QX	31	25	33	27	37.5	30	40	32
G33QX*	25	20	26	21	27.5	22	28.75	23
G45QX	41	33	45	36	50	40	52.5	42
G45QX*	34	27	36	28	40	32	42.5	34
G65QX	60	48	66	52.8	75	60	80	64
G90QX	80	64	88	70.4	86.9	69.5	96	76.8
G115QX	110	88	120	96	101	80.9	110.9	88.7
G144QX	130	104	143	114	143.7	115	157.5	126
G175QX	160	128	175	140	172.5	138	190	152
G220QX	200	160	220	176	225	180	250	200
G275QX	250	200	275	220	283	226	306	245
G330QX	300	240	330	264	334	267.8	382	306
G400QX	350	280	400	320	375	300	413	300
G440QX	400	320	440	352	436	350	460	368
G500QX	455	364	500	400	-	-	-	-
G550QX	502	402	550	440	500	400	545	436
G600QX	550	440	590	472	552.5	442	600	480

Ficha técnica inversor para conectado a red

INGECON
SUN

 3Play
TL M

LA MÁXIMA
EFICIENCIA CON
TECNOLOGÍA
TRIFÁSICA
MULTI-MPPT

10TL M / 12,5TL M / 15TL M / 20TL M / 28TL M /
33TL M

Familia de inversores trifásicos multi-string para uso doméstico, industrial y en instalaciones fotovoltaicas de campo.

Máxima eficiencia con dos entradas MPPT independientes

Única etapa de potencia con un avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT), que permite extraer la máxima energía del campo FV incluso en situaciones difíciles como las de nubosidad variable y sombreados parciales. Gran flexibilidad para configurar el campo fotovoltaico gracias al amplio rango de tensión de entrada de su doble sistema de seguimiento MPPT. Posibilita configuraciones asimétricas.

Tecnología Plug & Play

Muy fáciles de instalar. La conexión del inversor a la instalación se realiza de manera rápida y sencilla. Permite adecuar fácilmente la configuración e idioma del inversor a cada país desde la pantalla del propio inversor.

Diseño robusto

Envoltorio de acero especialmente diseñado para su instalación en interior y exterior (IP65). Soporta temperaturas extremas. Su diseño, junto con las pruebas de estrés a las que son sometidos, les permite alcanzar una vida útil de más de 20 años.

Fácil mantenimiento

Datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses. Control desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado LCD frontal del inversor a través de la pantalla LCD. LEDs indicadores de estado y alarmas.

Fácil de manejar

Los inversores INGECON® SUN 3Play TL M presentan una pantalla LCD para monitorizar el estado del inversor y sus variables internas de manera sencilla. El display también dispone de tres LEDs para indicar el estado de operación del inversor. Todo ello facilita las tareas de mantenimiento.

Software incluido

Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet. Comunicaciones RS-485 incluidas de serie. Además, el usuario puede descargar desde la web www.ingeteam.com la última versión del firmware del inversor, y actualizarlo utilizando una simple tarjeta de memoria SD.

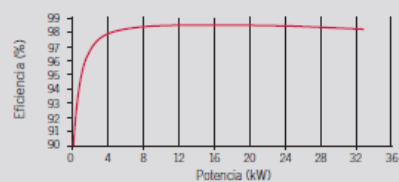
Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años



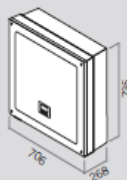
	10TL M	12,5TL M	15TL M	20TL M	28TL M	33TL M
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	10,3 - 13,4 kW	12,9 - 16,8 kW	15,5 - 20,1 kW	20,6 - 26,8 kW	28,9 - 37,5 kW	34 - 45 kW
Rango de tensión MPP1 ⁽²⁾	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V
Rango de tensión MPP2 ⁽²⁾	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V
Tensión mínima para Phom con entradas en paralelo	260 V	325 V	310 V	415 V	365 V	430 V
Tensión máxima ⁽³⁾	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V
Corriente máxima ⁽⁴⁾ (Entrada 1 / Entrada 2)	20 / 20 A	20 / 20 A	30 / 20 A	30 / 20 A	40 / 40 A	40 / 40 A
Nº entradas versión S y S+ (Entrada 1 / Entrada 2)	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Nº entradas versión P y P+ ⁽⁵⁾ (Entrada 1 / Entrada 2)	2 / 2	2 / 2	3 / 2	3 / 2	5 / 5	5 / 5
MPPT	2	2	2	2	2	2
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal	10 kW	12,5 kW	15 kW	20 kW	28 kW	33 kW
Máxima temperatura a potencia nominal ⁽⁶⁾	55 °C	55 °C	55 °C	55 °C	45 °C	45 °C
Corriente máxima	15 A	19 A	22 A	29 A	41 A	48 A
Tensión nominal	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Rango de tensión	187 - 528 V	187 - 528 V	187 - 528 V	187 - 528 V	304 - 528 V	304 - 528 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sl. Smáx=10 kVA	Sl. Smáx=12,5 kVA	Sl. Smáx=15 kVA	Sl. Smáx=20 kVA	Sl. Smáx=28 kVA; Qmáx=20 kVAR	Sl. Smáx=33 kVA; Qmáx=20 kVAR
THD	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%
Euroeficiencia	98,3%	98,3%	98,3%	98,3%	98,3%	98,3%
Datos Generales						
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada					
Caudal de aire	200 m³/h	200 m³/h	200 m³/h	200 m³/h	400 m³/h	400 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁷⁾	10 W	10 W	10 W	10 W	10 W	10 W
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 65 °C	-25 °C a 65 °C	-25 °C a 65 °C	-25 °C a 65 °C	-25 °C a 65 °C	-25 °C a 65 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Marcado	CE					
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100					
Normativa de conexión a red	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-16 Ed. III, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2 TM , P.0.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code					

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ La potencia de salida quedará condicionada por la configuración de tensión y corriente elegida en cada entrada ⁽³⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas ⁽⁴⁾ La corriente máxima por conector FV es 11 A para las versiones Premium ⁽⁵⁾ Disponibles conectores dobles para conectar dos cables por cada entrada ⁽⁶⁾ Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico ⁽⁸⁾ Sólo para inversores hasta 16 A de salida.

Rendimiento INGECON® SUN 33TL M Vdc = 600 V



Dimensiones y peso (mm)



- 10TL M / 12,5TL M**
56,2 kg.
- 15TL M / 20TL M**
57,8 kg.
- 28TL M / 30TL M**
62,5 kg.

Ficha técnica estación de recarga.

DuraStation*: La estación de carga de GE



Interface cómoda al usuario

Identificación inteligente

Carga rápida y segura

Diseño robusto y fiable

Instalación fácil y simple

* DuraStation es una marca registrada de General Electric Company

Rápido
DuraStation™ ofrece carga rápida capaz de reducir una carga de 6-8 horas en tan solo 1-2 horas con necesidad de servicio de 400Vca a 32A, asumiendo una batería de 24kWh y en un ciclo completo de carga.

Inteligente
DuraStation™ ofrece identificación sin hilos (wireless) mediante tarjetas con autorización de carga. El perfil de los usuarios y las transacciones se gestionan con el software EV 100.

Seguro
DuraStation™ está equipada con toma eléctrica tipo 2 con piloto y contacto de proximidad, según IEC 62196. Como consecuencia, la estación de carga permite un modo seguro y fiable de carga tipo 3, según IEC 61851.

Preparada para el futuro
DuraStation™ tiene un diseño modular que permite futuras ampliaciones y actualizaciones, a medida que aparecen más opciones disponibles. DuraStation™ se ha diseñado para soportar servicios de identificación y pago remotos.

Fiable
Con DuraStation™, GE aporta el conocimiento de más de un siglo de innovaciones en el diseño y producción de sistemas de distribución eléctrica.

DuraStation™


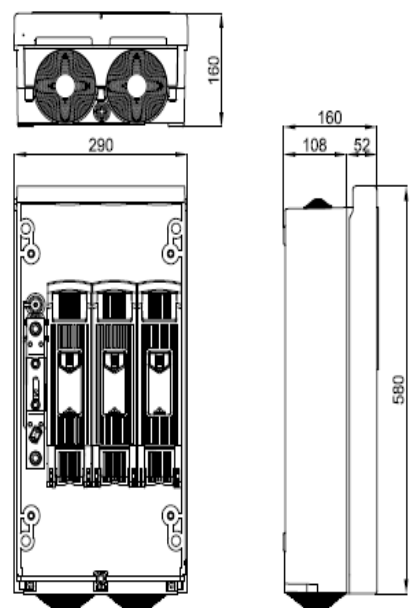
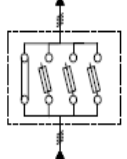
Características estándar

- Las bases de enchufe cumplen con el modo 3 de carga, y puede equiparse opcionalmente con un mecanismo de enclavamiento.
- Indicador LED para ver el estado de carga
 - ✓ Verde: Estación de carga activa
 - ✓ Verde intermitente: Vehículo conectado, pero no cargando.
 - ✓ Amarillo: Cargando
 - ✓ Rojo: Caso de fallo
- Protección corrientes residuales y sistema de rearme
- Circuito de control de puesta a tierra de los vehículos

Especificaciones

Cumplimiento IEC	Modo 3 para IEC 61851
Interface con el vehículo	IEC 62196 EV Conector tipo 2
Tensión e intensidad nominal	230Vac a 16A ó 400Vac a 32A
Máx. potencia de carga AC ¹²	22kW (400vac a 32A) ó 3,6kW (230Vac a 16A)
Entrada AC	230Vac solo con L1, N y E a tierra 400Vac solo con L1, L2, L3, N y E a tierra
Interruptor recomendado	En poste, mural, pedestal Individual: 1 Interruptor 4P-40A ó 2P-20A con circuito dedicado Pedestal doble: 2 Interruptores 4P-40A ó 2P-20A con circuito dedicado
Protección a tierra	30mA Interruptor diferencial con rearme
Arranque en frío	Arranque aleatorio entre 0 y 15 minutos para protección contra picos
Redes locales	Ethernet CAT5
Protocolo de comunicación	TCP/IP
Lector RFID	Según ISO 15693 e ISO 14443
Potencia en "standby"	5W tipo
Material de la envolvente	Acero inoxidable 304 con protección de poliéster - RAL 9006
Grados de protección	Envolvente IP54-IPK10, toma de enchufe IP44
Seguridad	De acuerdo con IEC 61851 e IEC 62196
Protección	6kV a 3kA
Cumplimiento EMI	De acuerdo con IEC 61851-22
Temperatura de funcionamiento	-30°C hasta +50°C
Humedad	Hasta 95% sin condensación
Pesos aproximados	Pedestal Individual: 21kg Pedestal doble: 45kg Montaje mural: 15,5kg Montaje en poste: 15,5kg
Dimensiones (AlxAxPr)	Pedestal Individual: 1250 x 200 x 270mm Pedestal doble: 1250 x 300 x 300mm Montaje mural: 800 x 200 x 237mm Montaje en poste: 800 x 200 x 237mm

Ficha técnica Caja General de Protección (CGP)

 <p>Cahors Certificado de Empresa AENOR 18000330102</p>	<h3>FICHA TECNICA</h3> <p>CAJA GENERAL DE PROTECCION CGP-9-250/BUC</p>	<p>FT Nº: 7464</p> <p>Revisión: 00</p> <p>Fecha: 18.09.2008</p>
<p>REFERENCIA CAHORS: 0446730-250 REFERENCIA ENDESA: 6705804</p> 	<p><u>ESQUEMA ELECTRICO:</u></p> 	
	<p><u>CARACTERISTICAS:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión asignada: 500V - Intensidad asignada: 250A - Grados de protección IP41, IK09 - Tres bases seccionables en carga tamaño BUC-1 250A - Neutro seccionable con borne puesta tierra de 50 mm² - Esquema 9 - Bornes de entrada mediante tornillo Inox M10 - Bornes de salida mediante tornillo Inox M10 	
	<p><u>NORMAS:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - UNE-EN 60439 - UNE-EN 20324 - UNE-EN 50102 - REBT ITC BT 13 - DIRECTIVA CE - UNE-EN 60947 - GE NNLO1600 	
	<p><u>UTILIZACION:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Protección de la línea general de alimentación en una instalación de enlace - Instalación en fachada exterior de los edificios o muros de cierre - Montaje superficial, empotrada o en nincho de acuerdo al REBT 	

Ficha técnica extractor fotovoltaico.

Funcionamiento



Panel fotovoltaico

Electroventilador

Shunt

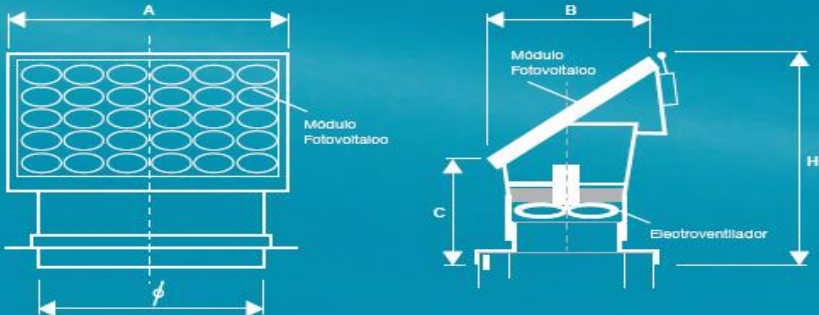
La energía solar fotovoltaica del módulo alimenta un electro ventilador que desarrolla un régimen variable de revoluciones en función de la radiación solar del momento.

Para expulsar el aire caliente y viciado del habitáculo se utilizarán un número de equipos extractores, adecuado al cálculo volumétrico y la actividad propia del interior.



Especificaciones Técnicas

DIMENSIONES



Model	Dimensions in mm.					Photovoltaic Specs			Engine			Evac. M3/h	NPS dB (A)	Weight Kgs.	Section cms ²
	φ	A	B	C	H	Wac.	Vol.	Amp.	Wac.	Amp.	rpm.				
IG - 14	250	275	360	210	480	10	12	0,59	7,5	0,91	3.680	1.400	< 30	5	490
IG - 32	350	425	440	260	550	20	12	1,19	10	1,7	3.100	3.260	< 30	6	962
IG - 54	430	420	650	360	860	30	12	1,78	20	3,05	2.670	5.400	< 30	10	1.452

Ficha técnica extractor eólico.



0810-888-7024
Nextel 54*170*5194
www.atenasventilacion.com.ar



Extractor Eólico

Código E24

Diámetro Boca: 24" (60 cm).
Rodamientos: 2 blindados.
Material: Galvanizado.
Alabes: 32 (aluminio).
Extrae: 600 m3 x hora.

Garantía: 1 año

Extractores eólicos de 24" (60 cm.) boca de aspiración, código E24, fabricado con tapa superior galvanizada remachada con 32 alabes de aluminio, montado con 2 rodamientos blindados auto lubricados. Los extractores eólicos son silenciosos y no requieren de energía eléctrica. La reducción de la humedad y calor del interior de un ambiente y la renovación constante del aire las 24 horas del día son un ejemplo de las ventajas que se obtienen al instalar los extractores eólicos de 24" (60 cm.). Se pueden montar en diferentes modelos de techos, sea con chapa acanalada o sinusoidal A-1086, chapa trapezoidal T-90, T-98 o T-101. Pueden ser instalados en naves industriales, silos, galpones, depósitos, comercios, clubes, entre otros. Tienen un caudal de 600 m3 hora. Garantía 1 año.

Se le debe anexar a los extractores eólicos las bases de 24" (60 cm.) y se aconseja que sea instalada al techo con tornillo auto perforante punta aguja y silicona neutra para mayor protección de filtrado de agua.

DIMENSIONES DE EMBALAJE

Alto (cm.)	Ancho (cm.)	Profundidad (cm.)	Peso (kg.)
62,00	96,00	97,00	9,00

Medidas sujetas a variación sin previo aviso

UBICACION: RIOJA 4833 (S2002OMC) ROSARIO SANTA FE - ARGENTINA	TELEFONOS: 0810-888-7024 (0054) 0341 - 4 300 280 NEXTEL: 54*170*5194	HORARIOS DE ATENCION: LUNES A VIERNES: 8:00HS A 17:00HS SÁBADOS: 8:30HS A 12:30HS.
--	---	--

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA.

GRADO: INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA.

PRESUPUESTO.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES
ELÉCTRICOS.

AUTORAS:

AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA CAROLINA MONTAÑEZ HERNÁNDEZ.

TUTORA:

MARÍA DE LA PEÑA FABIANI BENDICHO.

**PRESUPUESTO INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA AISLADA.**

Obra: PRESUPUESTO FOTOVOLTAICA AISLADA							
Presupuesto							% C.I. 3
Código	Tipo	Ud	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)	
PRESUPUESTO FOTOVOLTAICA AISLADA						1.890.931,89	1.890.931,89
0	Capítulo		Actuaciones previas		181,68	181,68	
0X	Capítulo		Andamios y maquinaria de elevación		181,68	181,68	
0XA	Capítulo		Andamios		181,68	181,68	
0XA010	Partida	Ud	Alquiler andamio europeo.	2,000	90,84	181,68	
			Alquiler andamio europeo.				
mq07and010 b10000	Maquinaria	Ud	Alquiler diario de andamio europeo, según UNE-EN 1004.	1,011	85,520	86,46	
%		%	Medios auxiliares	2,000	86,460	1,73	
			0XA010	2,000	90,84	181,68	
			0XA		181,68	181,68	
			0X		181,68	181,68	
			0		181,68	181,68	
A	Capítulo		Acondicionamiento del terreno		23,26	23,26	
AD	Capítulo		Movimiento de tierras		23,26	23,26	
ADE	Capítulo		Excavaciones de zanjas y pozos		17,96	17,96	
ADE010	Partida	m ³	Excavación en zanjas para instalaciones en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.	1,000	17,96	17,96	
			Excavación en zanjas para instalaciones en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.				
mq01exn030	Maquinaria	h	Excavadora hidráulica s/neumáticos 100 CV.	0,358	37,230	13,33	
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,299	12,600	3,77	
%		%	Medios auxiliares	2,000	17,100	0,34	
			ADE010	1,000	17,96	17,96	
			ADE		17,96	17,96	
ADV	Capítulo		Vaciados		5,30	5,30	
ADV010	Partida	m ³	Vaciado hasta 2 m de profundidad en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.	1,000	5,30	5,30	
			Vaciado hasta 2 m de profundidad en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.				

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

Presupuesto instalación fotovoltaica aislada

Ainoha Cruz Marrero y Ana C. Montañez Hernández

mq01ret020	Maquinaria	h	Retrocargadora s/neumáticos 75 CV.	0,130	31,710	4,12
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,074	12,600	0,93
%		%	Medios auxiliares	2,000	5,050	0,10
			ADV010	1,000	5,30	5,30
			ADV		5,30	5,30
			AD		23,26	23,26
			A		23,26	23,26
P	Capítulo		Particiones		28.365,03	28.365,03
EHM010b	Partida	m³	Muro de hormigón armado 2C, H<=3 m, HA-25/B/20/Ila fabricado en central y vertido con cubilote, acero UNE-EN 10080 B 500 S, 50 kg/m³, espesor 30 cm, encofrado metálico, con acabado tipo industrial para revestir. Muro de hormigón armado 2C, H<=3 m, HA-25/B/20/Ila fabricado en central y vertido con cubilote, acero UNE-EN 10080 B 500 S, 50 kg/m³, espesor 30 cm, encofrado metálico, con acabado tipo industrial para revestir.	96,000	230,61	22.138,56
mt07aco020d	Material	Ud	Separador de plástico rígido, homologado para muros.	8,000	0,050	0,40
mt07aco010c	Material	kg	Acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, elaborado en taller y colocado en obra, diámetros varios.	50,000	0,820	41,00
mt08eme030ba	Material	m²	Encofrado y desencofrado a dos caras, en muros, con paneles metálicos modulares, hasta 3 m de altura, incluso p/p de elementos para paso de instalaciones.	6,660	16,990	113,15
mt10haf010bgabbaba	Material	m³	Hormigón HA-25/B/20/Ila, fabricado en central vertido con cubilote.	1,050	49,410	51,88
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,492	13,960	6,87
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,492	12,600	6,20
%		%	Medios auxiliares	2,000	219,500	4,39
			EHM010b	96,000	230,61	22.138,56
EHM010	Partida	m³	Muro de hormigón armado 2C, H<=3 m, HA-25/B/20/Ila fabricado en central y vertido con cubilote, acero UNE-EN 10080 B 500 S, 50 kg/m³, espesor 30 cm, encofrado metálico, con acabado tipo industrial para revestir. Muro de hormigón armado 2C, H<=3 m, HA-25/B/20/Ila fabricado en central y vertido con cubilote, acero UNE-EN 10080 B 500 S, 50 kg/m³, espesor 30 cm, encofrado metálico, con acabado tipo industrial para revestir.	27,000	230,61	6.226,47
mt07aco020d	Material	Ud	Separador de plástico rígido, homologado para muros.	8,000	0,050	0,40
mt07aco010c	Material	kg	Acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, elaborado en taller y colocado en obra, diámetros varios.	50,000	0,820	41,00
mt08eme030ba	Material	m²	Encofrado y desencofrado a dos caras, en muros, con paneles metálicos modulares, hasta 3 m de altura, incluso p/p de elementos para paso de instalaciones.	6,660	16,990	113,15
mt10haf010bgabbaba	Material	m³	Hormigón HA-25/B/20/Ila, fabricado en central vertido con cubilote.	1,050	49,410	51,88
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,492	13,960	6,87
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,492	12,600	6,20

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

%		%	Medios auxiliares	2,000	219,500	4,39
			EHM010	27,000	230,61	6.226,47
			P		28.365,03	28.365,03
I	Capítulo		Instalaciones		1.562.617,95	1.562.617,95
IE	Capítulo		Eléctricas		1.562.617,95	1.562.617,95
IEP	Capítulo		Puesta a tierra		549,72	549,72
IEP025	Partida	m	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm ² de sección.	162,160	3,39	549,72
			Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm ² de sección.			
mt35ttc010b	Material	m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm ² .	1,000	1,280	1,28
mt35www020	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	0,100	0,530	0,05
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,132	14,420	1,90
%		%	Medios auxiliares	2,000	3,230	0,06
			IEP025	162,160	3,39	549,72
			IEP		549,72	549,72
IEI	Capítulo		Receptores		12.805,02	12.805,02
IEI01	Partida	Ud	Estación de recarga de VE, Modelo DuraStation, 230 Vac a 16A o 400Vac a 32A	6,000	2.060,00	12.360,00
			Estación de recarga de VE, Modelo DuraStation, 230 Vac a 16A o 400Vac a 32A.			
IED010k	Partida	m	Conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G6 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 50 mm de diámetro.	48,110	9,25	445,02
			Conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G6 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 50 mm de diámetro.			
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,086	13,420	1,15
mt35aia080a aab	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 63 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 250 N, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	0,780	0,78
mt35cun010e 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 6 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	5,000	0,410	2,05
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,009	8,190	0,07
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,070	7,650	0,54
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,067	13,960	0,94
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,067	12,600	0,84

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

Presupuesto instalación fotovoltaica aislada

Ainoha Cruz Marrero y Ana C. Montañez Hernández

mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,086	14,420	1,24
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,079	12,880	1,02
%		%	Medios auxiliares	2,000	8,800	0,18
			IED010k	48,106	9,25	444,98
			IEI		12.805,02	12.805,02
IEF	Capítulo		Solar fotovoltaica		1.514.385,82	1.514.385,82
IEF010	Partida	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, módulo A320M GSE, potencia máxima (Wp) 320 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,64 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,29 A, intensidad de cortocircuito (Isc) 8,81 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,7 V, eficiencia 16,43%	737,000	375,00	276.375,00
IEF020	Partida	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, módulo A320M GSE, potencia máxima (Wp) 320 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,64 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,29 A, intensidad de cortocircuito (Isc) 8,81 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,7 V, eficiencia 16,43%			
			Inversor/regulador para instalaciones fotovoltaicas, modelo Zigor Solar HIT3C 100.	3,000	189.119,44	567.358,32
			Inversor/regulador para instalaciones fotovoltaicas, modelo Zigor Solar HIT3C 100.			
mt35azi020aa	Material	Ud	Inversor/regulador para instalaciones fotovoltaicas, modelo Zigor Solar HIT3C 100.	2,000	90.000,000	180.000,00
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,399	14,420	5,75
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,399	12,880	5,14
%		%	Medios auxiliares	2,000	180.010,890	3.600,22
			IEF020	3,000	189.119,44	567.358,32
IEF030	Partida	Ud	Batería estacionaria de tipo gel sin mantenimiento, Modelo A602/520 519Ah (C120), 2V cada vaso (24 vasos en total: 48V)	216,000	2.784,00	601.344,00
IED010	Partida	m	Batería estacionaria de tipo gel sin mantenimiento, Modelo A602/520 519Ah (C120), 2V cada vaso (24 vasos en total: 48V)			
			Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x70+2G35 mm², siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector flexible, corrugado, de polipropileno, de 63 mm de diámetro.	14,000	23,30	326,20
			Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x70+2G35 mm², siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector flexible, corrugado, de polipropileno, de 63 mm de diámetro.			
mt35aia060a ae	Material	m	Tubo curvable de polipropileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color gris, de 63 mm de diámetro nominal, para canalización empotrada en obra de fábrica (suelos, paredes y techos). Resistencia a la compresión 320 N, resistencia al impacto 2 julios, temperatura de trabajo -5°C hasta 90°C, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-22.	1,000	2,390	2,39
mt35cun010k 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 70 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	3,000	3,960	11,88
mt35cun010i 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 35 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	1,940	3,88
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

Presupuesto instalación fotovoltaica aislada

Ainoha Cruz Marrero y Ana C. Montañez Hernández

mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,140	14,420	2,02
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,145	12,880	1,87
%		%	Medios auxiliares	2,000	22,180	0,44
			IED010	14,000	23,30	326,20
IED010b	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x70+2G35 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 125 mm de diámetro. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x70+2G35 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 125 mm de diámetro.	4,000	27,91	111,64
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,101	13,420	1,36
mt35aia080a aag	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 125 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 250 N, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	2,040	2,04
mt35cun010k 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 70 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	3,000	3,960	11,88
mt35cun010i 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 35 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	1,940	3,88
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,011	8,190	0,09
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,083	7,650	0,63
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,087	13,960	1,21
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,087	12,600	1,10
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,162	14,420	2,34
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,145	12,880	1,87
%		%	Medios auxiliares	2,000	26,570	0,53
			IED010b	4,000	27,91	111,64
IED010c	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 2x70+1G35 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 125 mm de diámetro. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 2x70+1G35 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 125 mm de diámetro.	40,000	21,18	847,20
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,099	13,420	1,33

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mt35aia080a aaf	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 125 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 250 N, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	1,650	1,65
mt35cun010k 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 70 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	3,960	7,92
mt35cun010i 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 35 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	1,000	1,940	1,94
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,011	8,190	0,09
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,081	7,650	0,62
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,084	13,960	1,17
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,084	12,600	1,06
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,162	14,420	2,34
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,145	12,880	1,87
%		%	Medios auxiliares	2,000	20,160	0,40
			IED010c	40,000	21,18	847,20
IED010e	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 2x120+1G70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de PVC liso de 75 mm de diámetro. DCables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 2x120+1G70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de PVC liso de 75 mm de diámetro.	1.872,000	26,78	50.132,16
mt36tie010aa fa	Material	m	Tubo de PVC, serie B, de 75 mm de diámetro y 3,2 mm de espesor, con extremo abocardado, según UNE-EN 1329-1.	1,000	2,440	2,44
mt35cun010 m1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 120 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	6,300	12,60
mt35cun010k 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 70 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	1,000	3,960	3,96
mt35der011a ^	Material	m	Conductor de cobre de 1,5 mm ² de sección, para hilo de mando, de color rojo (tarifa nocturna).	1,000	0,060	0,06
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,241	14,420	3,48
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,218	12,880	2,81

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

%		%	Medios auxiliares	2,000	25,490	0,51
			IED010e	1.872,000	26,78	50.132,16
IED010f	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 2x95+1G50 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de PVC liso de 63 mm de diámetro.	838,000	21,35	17.891,30
			Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 2x95+1G50 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de PVC liso de 63 mm de diámetro.			
mt36tie010aa	Material	m	Tubo de PVC, serie B, de 63 mm de diámetro y 3 mm de espesor, con extremo abocardado, según UNE-EN 1329-1.	1,000	1,850	1,85
mt35cun010l1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 95 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	5,080	10,16
mt35cun010j1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 50 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	1,000	2,790	2,79
mt35der011a	Material	m	Conductor de cobre de 1,5 mm ² de sección, para hilo de mando, de color rojo (tarifa nocturna).	1,000	0,060	0,06
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,204	14,420	2,94
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,185	12,880	2,38
%		%	Medios auxiliares	2,000	20,320	0,41
			IED010f	838,000	21,35	17.891,30
			IEF		1.514.385,82	1.514.385,82
IER010	Partida	Ud	Grupo electrógeno G144QX, diesel, de 130 kVA de potencia	2,000	12.620,25	25.240,50
			Grupo electrógeno G144QX, diesel, de 130 kVA de potencia			
mt35geg010a	Material	Ud	Grupo electrógeno G144QX, diesel, de 130 kVA de potencia	1,000	12.000,000	12.000,00
afbbbw2						
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,455	14,420	6,56
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,455	12,880	5,86
%		%	Medios auxiliares	2,000	12.012,420	240,25
			IER010	2,000	12.620,25	25.240,50
IED010d	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x70+2G35 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 125 mm de diámetro.	5,130	28,15	144,41
			Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x70+2G35 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 125 mm de diámetro.			
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,101	13,420	1,36

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

Presupuesto instalación fotovoltaica aislada

Ainoha Cruz Marrero y Ana C. Montañez Hernández

mt35aia070a aag	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 125 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 28 julios, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	2,260	2,26
mt35cun010k 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 70 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	3,000	3,960	11,88
mt35cun010i 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 35 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	1,940	3,88
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,011	8,190	0,09
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,083	7,650	0,63
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,087	13,960	1,21
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,087	12,600	1,10
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,162	14,420	2,34
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,145	12,880	1,87
%		%	Medios auxiliares	2,000	26,790	0,54
			IED010d	5,128	28,15	144,35
ES	Partida	Ud	Extractor solar, extrae 1400 m3/h	3,000	206,00	618,00
			Extractor solar, extrae 1400 m3/h			
EO	Partida	Ud	Extractor eólico E24, diámetro de 600 mm, extrae 600 m3/h	4,000	2.218,62	8.874,48
			Extractor eólico E24, diámetro de 600 mm, extrae 600 m3/h			
			IE		1.562.617,95	1.562.617,95
			I		1.562.617,95	1.562.617,95
S	Capítulo		Señalización y equipamiento		367,71	367,71
SI	Capítulo		Indicadores, marcados, rotulaciones, ...		367,71	367,71
SIR	Capítulo		Rótulos y placas		367,71	367,71
SR	Partida	Ud	Señal informativa, 2,10x1,50 m con poste galvanizado	3,000	122,57	367,71
			Señal informativa para las plazas de recarga de vehículos eléctricos, 2,10x1,50 m con poste galvanizado			
			SIR		367,71	367,71
			SI		367,71	367,71
			S		367,71	367,71

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

U	Capítulo	Aparcamientos		282.590,50	282.590,50	
UC	Capítulo	Aparcamientos		282.590,50	282.590,50	
UCM	Capítulo	Cubiertas metálicas		282.590,50	282.590,50	
UCM010	Partida	m ²	Estructura para cobertura de plazas de aparcamiento situadas al aire libre, compuesta de: cimentación de hormigón armado HA-25/B/20/IIa fabricado en central y vertido con cubilote, armada con acero UNE-EN 10080 B 500 S; pórticos de acero S275JR, en perfiles laminados en caliente y cubierta metálica formada con chapa de acero galvanizado de 0,6 mm de espesor. Estructura para cobertura de plazas de aparcamiento situadas al aire libre, compuesta de: cimentación de hormigón armado HA-25/B/20/IIa fabricado en central y vertido con cubilote, armada con acero UNE-EN 10080 B 500 S; pórticos de acero S275JR, en perfiles laminados en caliente y cubierta metálica formada con chapa de acero galvanizado de 0,6 mm de espesor.	6.079,830	46,48	282.590,50
mt10hmf011a	Material	m ³	Hormigón de limpieza HL-150/B/20, fabricado en central, vertido con cubilote.	0,010	51,040	0,51
mt10haf010b	Material	m ³	Hormigón HA-25/B/20/IIa, fabricado en central vertido con cubilote.	0,100	49,410	4,94
mt07aco010c	Material	kg	Acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, elaborado en taller y colocado en obra, diámetros varios.	4,000	0,820	3,28
mt07aco020a	Material	Ud	Separador de plástico rígido, homologado para cimentaciones.	0,800	0,110	0,09
mt07ala055b	Material	kg	Acero laminado UNE-EN 10025 S275JR, en perfiles laminados en caliente, para aplicaciones estructurales en marquesinas, incluso placas de anclaje a cimentación, correas y piezas especiales.	17,500	0,910	15,93
mt27pfi010	Material	l	Imprimación de secado rápido, formulada con resinas alquídicas modificadas y fosfato de zinc.	0,167	3,660	0,61
mt13ccg010a	Material	m ²	Chapa de acero galvanizado, espesor 0,6 mm.	1,050	4,980	5,23
mt13ccg030a	Material	Ud	Tornillo autorroscante de 6,5x70 mm de acero inoxidable, con arandela.	3,000	0,400	1,20
mq01ret020	Maquinaria	h	Retrocargadora s/neumáticos 75 CV.	0,109	31,710	3,46
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,039	13,960	0,54
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,039	12,600	0,49
mo009	Mano de obra	h	Oficial 1ª cerrajero.	0,262	14,190	3,72
mo032	Mano de obra	h	Ayudante cerrajero.	0,262	12,950	3,39
%		%	Medios auxiliares	4,000	43,390	1,74
			UCM010	6.079,830	46,48	282.590,50
			UCM		282.590,50	282.590,50
			UC		282.590,50	282.590,50
			U		282.590,50	282.590,50
G	Capítulo	Gestión de residuos		11.424,00	11.424,00	
GC	Capítulo	Clasificación de residuos		11.424,00	11.424,00	
GCA	Capítulo	Clasificación de los residuos de la construcción		11.424,00	11.424,00	

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

GCA010	Partida	m³	Clasificación a pie de obra de los residuos de construcción y/o demolición, separándolos en fracciones (hormigón, cerámicos, metales, maderas, vidrios, plásticos, papeles o cartones y residuos peligrosos), dentro de la obra en la que se produzcan, con medios manuales.	600,000	19,04	11.424,00
			Clasificación a pie de obra de los residuos de construcción y/o demolición, separándolos en fracciones (hormigón, cerámicos, metales, maderas, vidrios, plásticos, papeles o cartones y residuos peligrosos), dentro de la obra en la que se produzcan, con medios manuales.			
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	1,439	12,600	18,13
%		%	Medios auxiliares	2,000	18,130	0,36
GCA010				600,000	19,04	11.424,00
GCA					11.424,00	11.424,00
GC					11.424,00	11.424,00
G					11.424,00	11.424,00
Y	Capítulo	Seguridad y salud			5.361,76	5.361,76
YI	Capítulo	Equipos de protección individual			4.576,20	4.576,20
YIC	Capítulo	Para la cabeza			110,60	110,60
YIC010	Partida	Ud	Casco de seguridad.	20,000	2,45	49,00
			Casco de seguridad.			
mt50epc010	Material	Ud	Casco de seguridad para la construcción, con arnés de sujeción. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 397.	1,000	2,330	2,33
%		%	Medios auxiliares	2,000	2,330	0,05
YIC010				20,000	2,45	49,00
YIC020	Partida	Ud	Casco de seguridad dieléctrico.	20,000	3,08	61,60
			Casco de seguridad dieléctrico.			
mt50epc020	Material	Ud	Casco de seguridad dieléctrico. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 397 y UNE-EN 13087-8.	0,200	14,660	2,93
%		%	Medios auxiliares	2,000	2,930	0,06
YIC020				20,000	3,08	61,60
YIC					110,60	110,60
YID	Capítulo	Contra caídas de altura			1.502,00	1.502,00
YID010	Partida	Ud	Cinturón de seguridad de suspensión con un punto de amarre.	20,000	11,73	234,60
			Cinturón de seguridad de suspensión con un punto de amarre.			
mt50epd010a	Material	Ud	Cinturón de seguridad de suspensión con un punto de amarre. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 358.	0,250	44,660	11,17
%		%	Medios auxiliares	2,000	11,170	0,22
YID010				20,000	11,73	234,60
YID020	Partida	Ud	Equipo de arnés simple de seguridad anticaídas.	20,000	13,93	278,60
			Equipo de arnés simple de seguridad anticaídas.			

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mt50epd020a	Material	Ud	Equipo de arnés de seguridad anticaídas con un elemento de amarre consistente en una cinta tubular elástica con una longitud total extendida de 1,5 m y amortiguador de impacto con un conector tipo gancho de 20 mm de apertura en el extremo, en bolsa de transporte. Cinta homologada para 1450 kg y todas las hebillas tratadas. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 361 y UNE-EN 355.	0,250	53,000	13,25
%	%		Medios auxiliares	2,000	13,250	0,27
			YID020	20,000	13,93	278,60
YID030	Partida	Ud	Dispositivo anticaídas para sujeción a cuerda de poliamida de 16 mm.	20,000	49,44	988,80
			Dispositivo anticaídas para sujeción a cuerda de poliamida de 16 mm.			
mt50epd030b	Material	Ud	Dispositivo anticaídas para cuerda de poliamida de 16 mm, incluso mosquetón. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 363.	0,250	188,250	47,06
%	%		Medios auxiliares	2,000	47,060	0,94
			YID030	20,000	49,44	988,80
			YID		1.502,00	1.502,00
YIJ	Capítulo		Para los ojos y la cara		22,80	22,80
YIJ010	Partida	Ud	Gafas de protección antipolvo.	20,000	1,14	22,80
			Gafas de protección antipolvo.			
mt50epj010b	Material	Ud	Gafas antipolvo antiempañables, incoloras. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 166.	0,333	3,260	1,09
%	%		Medios auxiliares	2,000	1,090	0,02
			YIJ010	20,000	1,14	22,80
			YIJ		22,80	22,80
YIM	Capítulo		Para las manos y brazos		823,80	823,80
YIM010	Partida	Ud	Par de guantes de goma-látex anticorte.	20,000	2,78	55,60
			Par de guantes de goma-látex anticorte.			
mt50epm010a	Material	Ud	Par de guantes de goma-látex anticorte. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 420 y UNE-EN 388.	1,000	2,650	2,65
%	%		Medios auxiliares	2,000	2,650	0,05
			YIM010	20,000	2,78	55,60
YIM040	Partida	Ud	Par de guantes para electricista, aislantes hasta 5.000 V.	20,000	38,41	768,20
			Par de guantes para electricista, aislantes hasta 5.000 V.			
mt50epm040a	Material	Ud	Par de guantes dieléctricos para electricistas, aislantes hasta 5000 V. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 60903.	1,000	36,560	36,56
%	%		Medios auxiliares	2,000	36,560	0,73
			YIM040	20,000	38,41	768,20
			YIM		823,80	823,80
YIO	Capítulo		Para los oídos		148,60	148,60
YIO010	Partida	Ud	Casco protector auditivo.	20,000	7,43	148,60

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mt50epo010	Material	Ud	Casco protector auditivo. Protectores auditivos, tipo orejera. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 352, UNE-EN 397 y UNE-EN 24869.	0,333	21,240	7,07	
%	%	%	Medios auxiliares	2,000	7,070	0,14	
YIO010				20,000	7,43	148,60	
YIO					148,60	148,60	
YIP	Capítulo	Para pies y piernas				1.324,60	1.324,60
YIP030	Partida	Ud	Par de botas aislantes.	20,000	30,36	607,20	
mt50epp030	Material	Ud	Par de botas aislantes. Par de botas aislantes para electricista, hasta 5.000 V. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 50321.	1,000	28,900	28,90	
%	%	%	Medios auxiliares	2,000	28,900	0,58	
YIP030				20,000	30,36	607,20	
YIP020	Partida	Ud	Par de botas de seguridad con puntera metálica.	20,000	35,87	717,40	
mt50epp020	Material	Ud	Par de botas de seguridad con puntera metálica. Par de botas de seguridad con puntera metálica y plantillas de acero flexibles. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN ISO 20344, UNE-EN ISO 20345, UNE-EN ISO 20346 y UNE-EN ISO 20347.	1,000	34,150	34,15	
%	%	%	Medios auxiliares	2,000	34,150	0,68	
YIP020				20,000	35,87	717,40	
YIP					1.324,60	1.324,60	
YIU	Capítulo	Para el cuerpo (vestuario de protección)				643,80	643,80
YIU010	Partida	Ud	Mono de trabajo.	20,000	13,79	275,80	
mt50epu010	Material	Ud	Mono de trabajo. Mono de trabajo, de poliéster-algodón. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 340.	1,000	13,130	13,13	
%	%	%	Medios auxiliares	2,000	13,130	0,26	
YIU010				20,000	13,79	275,80	
YIU040	Partida	Ud	Bolsa portaherramientas.	20,000	18,40	368,00	
mt50epu040	Material	Ud	Bolsa portaherramientas. Bolsa portaherramientas. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 340.	1,000	17,510	17,51	
%	%	%	Medios auxiliares	2,000	17,510	0,35	
YIU040				20,000	18,40	368,00	
YIU					643,80	643,80	
YI					4.576,20	4.576,20	
YM	Capítulo	Medicina preventiva y primeros auxilios				76,71	76,71

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

YMM	Capítulo	Material médico			76,71	76,71
YMM010	Partida	Ud	Botiquín de urgencia en caseta de obra.	1,000	76,71	76,71
mt50eca010	Material	Ud	Botiquín de urgencia en caseta de obra.	1,000	70,050	70,05
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,236	12,600	2,97
%		%	Medios auxiliares	2,000	73,020	1,46
			YMM010	1,000	76,71	76,71
			YMM		76,71	76,71
			YM		76,71	76,71
YP	Capítulo	Instalaciones provisionales de higiene y bienestar			163,85	163,85
YPC	Capítulo	Casetas (alquiler/construcción/adaptación de locales)			163,85	163,85
YPC010	Partida	Ud	Alquiler de caseta prefabricada para aseos en obra, 3,45x2,05x2,30 m (7,00 m²).	1,000	163,85	163,85
mt50cas010b	Material	Ud	Alquiler de caseta prefabricada para aseos en obra, 3,45x2,05x2,30 m (7,00 m²). Mes de alquiler de caseta prefabricada para aseos en obra, de 3,45x2,05x2,30 m (7,00 m²), compuesta por: estructura metálica mediante perfiles conformados en frío; cerramiento de chapa nervada y galvanizada con terminación de pintura prelacada; cubierta de chapa galvanizada ondulada reforzada con perfil de acero; aislamiento interior con lana de vidrio combinada con poliestireno expandido; instalaciones de fontanería, saneamiento y electricidad y fuerza con toma exterior a 230 V; tubos fluorescentes y punto de luz exterior; termo eléctrico de 50 litros de capacidad; ventanas correderas de aluminio anodizado, con luna de 6 mm y rejillas; puerta de entrada de chapa galvanizada de 1 mm con cerradura; suelo contrachapado hidrófugo con capa fenólica antideslizante; revestimiento de tablero melaminado en paredes; placa turca, plato de ducha y lavabo de tres grifos, de fibra de vidrio con terminación de gel-coat blanco y pintura antideslizante; puerta de madera en placa turca y cortina en ducha.	1,000	155,960	155,96
%		%	Medios auxiliares	2,000	155,960	3,12
			YPC010	1,000	163,85	163,85
			YPC		163,85	163,85
			YP		163,85	163,85
YS	Capítulo	Señalizaciones y cerramientos del solar			545,00	545,00
YSB	Capítulo	Balizas			545,00	545,00
YSB010	Partida	m	Cinta bicolor para balizamiento.	500,000	1,09	545,00
mt50bal010	Material	m	Cinta bicolor para balizamiento. Cinta para balizamiento, bicolor amarilla/negra, de material plástico, de 8 cm.	1,100	0,150	0,17
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,069	12,600	0,87
%		%	Medios auxiliares	2,000	1,040	0,02
			YSB010	500,000	1,09	545,00
			YSB		545,00	545,00

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

	YS	545,00	545,00
	Y	5.361,76	5.361,76
	PRESUPUESTO FOTOVOLTAICA AISLADA	1.890.931,89	1.890.931,89

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

**PRESUPUESTO INSTALACIÓN
ELÉCTRICA.**

Obra: PRESUPUESTO INSTALACIÓN ELÉCTRICA								
Presupuesto						% C.I. 3		
Código	Tipo	Ud	Resumen		Cantidad	Precio (€)	Importe (€)	
PRESUPUESTO	Capítulo					33.900,52	33.900,52	
TO								
INSTALACIÓN								
N								
ELÉCTRICA								
0	Capítulo		Actuaciones previas			181,68	181,68	
0X	Capítulo		Andamios y maquinaria de elevación			181,68	181,68	
0XA	Capítulo		Andamios			181,68	181,68	
0XA010	Partida	Ud	Alquiler andamio europeo.		2,000	90,84	181,68	
			Alquiler andamio europeo.					
m07and010	Maquinaria	Ud	Alquiler diario de andamio europeo, según UNE-EN 1004.		1,011	85,520	86,46	
b10000								
%		%	Medios auxiliares		2,000	86,460	1,73	
			0XA010		2,000	90,84	181,68	
			0XA			181,68	181,68	
			0X			181,68	181,68	
			0			181,68	181,68	
A	Capítulo		Acondicionamiento del terreno			23,26	23,26	
AD	Capítulo		Movimiento de tierras			23,26	23,26	
ADE	Capítulo		Excavaciones de zanjas y pozos			17,96	17,96	
ADE010	Partida	m ³	Excavación en zanjas para instalaciones en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.		1,000	17,96	17,96	
			Excavación en zanjas para instalaciones en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.					
m01exn030	Maquinaria	h	Excavadora hidráulica s/neumáticos 100 CV.		0,358	37,230	13,33	
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.		0,299	12,600	3,77	
%		%	Medios auxiliares		2,000	17,100	0,34	
			ADE010		1,000	17,96	17,96	
			ADE			17,96	17,96	
ADV	Capítulo		Vaciados			5,30	5,30	
ADV010	Partida	m ³	Vaciado hasta 2 m de profundidad en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.		1,000	5,30	5,30	
			Vaciado hasta 2 m de profundidad en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.					

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mq01ret020	Maquinaria	h	Retrocargadora s/neumáticos 75 CV.	0,130	31,710	4,12
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,074	12,600	0,93
%		%	Medios auxiliares	2,000	5,050	0,10
			ADV010	1,000	5,30	5,30
			ADV		5,30	5,30
			AD		23,26	23,26
			A		23,26	23,26
P	Capítulo		Particiones		1.844,88	1.844,88
EHM010	Partida	m³	Muro de hormigón armado 2C, H<=3 m, HA-25/B/20/Ila fabricado en central y vertido con cubilote, acero UNE-EN 10080 B 500 S, 50 kg/m³, espesor 30 cm, encofrado metálico, con acabado tipo industrial para revestir. Muro de hormigón armado 2C, H<=3 m, HA-25/B/20/Ila fabricado en central y vertido con cubilote, acero UNE-EN 10080 B 500 S, 50 kg/m³, espesor 30 cm, encofrado metálico, con acabado tipo industrial para revestir.	8,000	230,61	1.844,88
mt07aco020d	Material	Ud	Separador de plástico rígido, homologado para muros.	8,000	0,050	0,40
mt07aco010c	Material	kg	Acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, elaborado en taller y colocado en obra, diámetros varios.	50,000	0,820	41,00
mt08eme030ba	Material	m²	Encofrado y desencofrado a dos caras, en muros, con paneles metálicos modulares, hasta 3 m de altura, incluso p/p de elementos para paso de instalaciones.	6,660	16,990	113,15
mt10haf010bgabbaba	Material	m³	Hormigón HA-25/B/20/Ila, fabricado en central vertido con cubilote.	1,050	49,410	51,88
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,492	13,960	6,87
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,492	12,600	6,20
%		%	Medios auxiliares	2,000	219,500	4,39
			EHM010	8,000	230,61	1.844,88
			P		1.844,88	1.844,88
I	Capítulo		Instalaciones		15.341,03	15.341,03
IE	Capítulo		Eléctricas		15.341,03	15.341,03
IEP	Capítulo		Puesta a tierra		549,72	549,72
IEP025	Partida	m	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm² de sección. Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm² de sección.	162,160	3,39	549,72
mt35ttc010b	Material	m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm².	1,000	1,280	1,28
mt35www020	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	0,100	0,530	0,05
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,132	14,420	1,90
%		%	Medios auxiliares	2,000	3,230	0,06
			IEP025	162,160	3,39	549,72

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

			IEP	549,72	549,72	
IED010I	Partida	m	Acometida, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 180 mm de diámetro. Acometida, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 180 mm de diámetro.	111,190	14,57	1.620,04
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,092	13,420	1,23
mt35aia080a aad	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 90 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 250 N, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	1,100	1,10
mt35cun010h 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 25 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	3,000	1,410	4,23
mt35cun010g 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 16 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	0,940	1,88
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,010	8,190	0,08
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,075	7,650	0,57
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,075	13,960	1,05
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,075	12,600	0,95
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,099	14,420	1,43
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,092	12,880	1,18
%		%	Medios auxiliares	2,000	13,870	0,28
IED010I				111,190	14,57	1.620,04
IED010d	Partida	m	LGA, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 180 mm de diámetro. LGA, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 180 mm de diámetro.	2,000	46,95	93,90
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,106	13,420	1,42
mt35aia070a aah	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 180 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 40 julios, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	3,050	3,05
mt35cun010n 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 150 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	3,000	7,870	23,61

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

Presupuesto instalación eléctrica

Ainoha Cruz Marrero y Ana C. Montañez Hernández

mt35cun010k1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 70 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	3,960	7,92
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,011	8,190	0,09
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,087	7,650	0,67
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,094	13,960	1,31
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,094	12,600	1,18
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,207	14,420	2,98
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,178	12,880	2,29
%		%	Medios auxiliares	2,000	44,690	0,89
			IED010d	2,000	46,95	93,90
IEC020	Partida	Ud	Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 250 A, esquema 9. Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 250 A, esquema 9.	1,000	196,65	196,65
mt35cgp020fja	Material	Ud	Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 250 A, esquema 9, para protección de la línea general de alimentación, formada por una envolvente aislante, precintable y autoventilada, según UNE-EN 60439-1, grado de inflamabilidad según se indica en UNE-EN 60439-3, grado de protección IP 43 según UNE 20324 e IK 08 según UNE-EN 50102.	1,000	65,030	65,03
mt35cgp040ah	Material	m	Tubo de PVC liso, serie B, de 160 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor, según UNE-EN 1329-1.	3,000	2,490	7,47
mt35cgp040af	Material	m	Tubo de PVC liso, serie B, de 110 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor, según UNE-EN 1329-1.	3,000	1,700	5,10
mt26cgp010	Material	Ud	Marco y puerta metálica con cerradura o candado, con grado de protección IK 10 según UNE-EN 50102, protegidos de la corrosión y normalizados por la empresa suministradora, para caja general de protección.	1,000	80,140	80,14
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	1,000	0,680	0,68
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,399	13,960	5,57
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,399	12,600	5,03
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,665	14,420	9,59
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,665	12,880	8,57
%		%	Medios auxiliares	2,000	187,180	3,74

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

IEC020			1,000	196,65	196,65	
IED010	Partida	m	Derivación individual trifásica enterrada, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x95+50 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 140 mm de diámetro. Derivación individual trifásica enterrada, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x95+50 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 140 mm de diámetro.	3,320	33,53	111,32
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,101	13,420	1,36
mt35aia070a aag	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 140 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 28 julios, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	2,260	2,26
mt35cun010i 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 95 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	3,000	5,080	15,24
mt35cun010j 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 50 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	2,790	5,58
mt35der011a	Material	m	Conductor de cobre de 1,5 mm ² de sección, para hilo de mando, de color rojo (tarifa nocturna).	1,000	0,060	0,06
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,011	8,190	0,09
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,083	7,650	0,63
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,087	13,960	1,21
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,087	12,600	1,10
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,162	14,420	2,34
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,145	12,880	1,87
%	%		Medios auxiliares	2,000	31,910	0,64
IED010				3,320	33,53	111,32
IEI	Capítulo	Receptores			12.769,40	12.769,40
IEI01	Partida	Ud	Estación de recarga de VE, Modelo DuraStation, 230 Vac a 16A o 400Vac a 32A Estación de recarga de VE, Modelo DuraStation, 230 Vac a 16A o 400Vac a 32A.	6,000	2.060,00	12.360,00
IED010b	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G6 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 50 mm de diámetro. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G6 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 50 mm de diámetro.	9,290	9,40	87,33
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,086	13,420	1,15

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mt35aia070a aab	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 50 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 15 julios, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	0,870	0,87
mt35cun010e 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 6 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	5,000	0,410	2,05
mt35der011a	Material	m	Conductor de cobre de 1,5 mm ² de sección, para hilo de mando, de color rojo (tarifa nocturna).	1,000	0,060	0,06
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,009	8,190	0,07
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,070	7,650	0,54
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,067	13,960	0,94
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,067	12,600	0,84
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,086	14,420	1,24
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,079	12,880	1,02
%		%	Medios auxiliares	2,000	8,950	0,18
			IED010b	9,290	9,40	87,33
IED010c	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G10 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 63 mm de diámetro. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G10 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 63 mm de diámetro.	29,440	10,94	322,07
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,089	13,420	1,19
mt35aia070a aac	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 63 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 20 julios, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	1,010	1,01
mt35cun010f 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 10 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	5,000	0,640	3,20
mt35der011a	Material	m	Conductor de cobre de 1,5 mm ² de sección, para hilo de mando, de color rojo (tarifa nocturna).	1,000	0,060	0,06
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,010	8,190	0,08
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,073	7,650	0,56
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,071	13,960	0,99

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,071	12,600	0,89
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,086	14,420	1,24
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,079	12,880	1,02
%		%	Medios auxiliares	2,000	10,410	0,21
			IED010c	29,440	10,94	322,07
			IEI		12.769,40	12.769,40
			IE		15.341,03	15.341,03
			I		15.341,03	15.341,03
S	Capítulo		Señalización y equipamiento		367,71	367,71
SI	Capítulo		Indicadores, marcados, rotulaciones, ...		367,71	367,71
SIR	Capítulo		Rótulos y placas		367,71	367,71
SR	Partida	Ud	Señal informativa, 2,10x1,50 m con poste galvanizado	3,000	122,57	367,71
			Señal informativa para las plazas de recarga de vehículos eléctricos, 2,10x1,50 m con poste galvanizado			
			SIR		367,71	367,71
			SI		367,71	367,71
			S		367,71	367,71
G	Capítulo		Gestión de residuos		11.424,00	11.424,00
GC	Capítulo		Clasificación de residuos		11.424,00	11.424,00
GCA	Capítulo		Clasificación de los residuos de la construcción		11.424,00	11.424,00
GCA010	Partida	m³	Clasificación a pie de obra de los residuos de construcción y/o demolición, separándolos en fracciones (hormigón, cerámicos, metales, maderas, vidrios, plásticos, papeles o cartones y residuos peligrosos), dentro de la obra en la que se produzcan, con medios manuales.	600,000	19,04	11.424,00
			Clasificación a pie de obra de los residuos de construcción y/o demolición, separándolos en fracciones (hormigón, cerámicos, metales, maderas, vidrios, plásticos, papeles o cartones y residuos peligrosos), dentro de la obra en la que se produzcan, con medios manuales.			
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	1,439	12,600	18,13
%		%	Medios auxiliares	2,000	18,130	0,36
			GCA010	600,000	19,04	11.424,00
			GCA		11.424,00	11.424,00
			GC		11.424,00	11.424,00
			G		11.424,00	11.424,00
Y	Capítulo		Seguridad y salud		4.717,96	4.717,96
YI	Capítulo		Equipos de protección individual		3.932,40	3.932,40

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

YIC	Capítulo	Para la cabeza			110,60	110,60
YIC010	Partida	Ud	Casco de seguridad.	20,000	2,45	49,00
			Casco de seguridad.			
mt50epc010	Material	Ud	Casco de seguridad para la construcción, con arnés de sujeción. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 397.	1,000	2,330	2,33
%		%	Medios auxiliares	2,000	2,330	0,05
			YIC010	20,000	2,45	49,00
YIC020	Partida	Ud	Casco de seguridad dieléctrico.	20,000	3,08	61,60
			Casco de seguridad dieléctrico.			
mt50epc020	Material	Ud	Casco de seguridad dieléctrico. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 397 y UNE-EN 13087-8.	0,200	14,660	2,93
%		%	Medios auxiliares	2,000	2,930	0,06
			YIC020	20,000	3,08	61,60
			YIC		110,60	110,60
YID	Capítulo	Contra caídas de altura			1.502,00	1.502,00
YID010	Partida	Ud	Cinturón de seguridad de suspensión con un punto de amarre.	20,000	11,73	234,60
			Cinturón de seguridad de suspensión con un punto de amarre.			
mt50epd010a	Material	Ud	Cinturón de seguridad de suspensión con un punto de amarre. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 358.	0,250	44,660	11,17
%		%	Medios auxiliares	2,000	11,170	0,22
			YID010	20,000	11,73	234,60
YID020	Partida	Ud	Equipo de arnés simple de seguridad anticaídas.	20,000	13,93	278,60
			Equipo de arnés simple de seguridad anticaídas.			
mt50epd020a	Material	Ud	Equipo de arnés de seguridad anticaídas con un elemento de amarre consistente en una cinta tubular elástica con una longitud total extendida de 1,5 m y amortiguador de impacto con un conector tipo gancho de 20 mm de apertura en el extremo, en bolsa de transporte. Cinta homologada para 1450 kg y todas las hebillas tratadas. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 361 y UNE-EN 355.	0,250	53,000	13,25
%		%	Medios auxiliares	2,000	13,250	0,27
			YID020	20,000	13,93	278,60
YID030	Partida	Ud	Dispositivo anticaídas para sujeción a cuerda de poliamida de 16 mm.	20,000	49,44	988,80
			Dispositivo anticaídas para sujeción a cuerda de poliamida de 16 mm.			
mt50epd030b	Material	Ud	Dispositivo anticaídas para cuerda de poliamida de 16 mm, incluso mosquetón. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 363.	0,250	188,250	47,06
%		%	Medios auxiliares	2,000	47,060	0,94
			YID030	20,000	49,44	988,80
			YID		1.502,00	1.502,00
YIJ	Capítulo	Para los ojos y la cara			22,80	22,80

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

Presupuesto instalación eléctrica

Ainoha Cruz Marrero y Ana C. Montañez Hernández

YIJ010	Partida	Ud	Gafas de protección antipolvo.	20,000	1,14	22,80
			Gafas de protección antipolvo.			
mt50epj010b	Material	Ud	Gafas antipolvo antiempañables, incoloras. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 166.	0,333	3,260	1,09
%		%	Medios auxiliares	2,000	1,090	0,02
			YIJ010	20,000	1,14	22,80
			YIJ		22,80	22,80
YIM	Capítulo		Para las manos y brazos		823,80	823,80
YIM010	Partida	Ud	Par de guantes de goma-látex anticorte.	20,000	2,78	55,60
			Par de guantes de goma-látex anticorte.			
mt50epm010a	Material	Ud	Par de guantes de goma-látex anticorte. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 420 y UNE-EN 388.	1,000	2,650	2,65
%		%	Medios auxiliares	2,000	2,650	0,05
			YIM010	20,000	2,78	55,60
YIM040	Partida	Ud	Par de guantes para electricista, aislantes hasta 5.000 V.	20,000	38,41	768,20
			Par de guantes para electricista, aislantes hasta 5.000 V.			
mt50epm040a	Material	Ud	Par de guantes dieléctricos para electricistas, aislantes hasta 5000 V. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 60903.	1,000	36,560	36,56
%		%	Medios auxiliares	2,000	36,560	0,73
			YIM040	20,000	38,41	768,20
			YIM		823,80	823,80
YIO	Capítulo		Para los oídos		148,60	148,60
YIO010	Partida	Ud	Casco protector auditivo.	20,000	7,43	148,60
			Casco protector auditivo.			
mt50epo010	Material	Ud	Protectores auditivos, tipo orejera. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 352, UNE-EN 397 y UNE-EN 24869.	0,333	21,240	7,07
%		%	Medios auxiliares	2,000	7,070	0,14
			YIO010	20,000	7,43	148,60
			YIO		148,60	148,60
YIP	Capítulo		Para pies y piernas		1.324,60	1.324,60
YIP030	Partida	Ud	Par de botas aislantes.	20,000	30,36	607,20
			Par de botas aislantes.			
mt50epp030	Material	Ud	Par de botas aislantes para electricista, hasta 5.000 V. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 50321.	1,000	28,900	28,90
%		%	Medios auxiliares	2,000	28,900	0,58
			YIP030	20,000	30,36	607,20
YIP020	Partida	Ud	Par de botas de seguridad con puntera metálica.	20,000	35,87	717,40

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mt50epp020	Material	Ud	Par de botas de seguridad con puntera metálica. Par de botas de seguridad con puntera metálica y plantillas de acero flexibles. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN ISO 20344, UNE-EN ISO 20345, UNE-EN ISO 20346 y UNE-EN ISO 20347.	1,000	34,150	34,15
%	%	%	Medios auxiliares	2,000	34,150	0,68
YIP020				20,000	35,87	717,40
YIP					1.324,60	1.324,60
YIU	Capítulo	Para el cuerpo (vestuario de protección)			0,00	0,00
YIU010	Partida	Ud	Mono de trabajo.	0,000	13,79	0,00
mt50epu010	Material	Ud	Mono de trabajo, de poliéster-algodón. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 340.	1,000	13,130	13,13
%	%	%	Medios auxiliares	2,000	13,130	0,26
YIU010				0,000	13,79	0,00
YIU040	Partida	Ud	Bolsa portaherramientas.	0,000	18,40	0,00
mt50epu040	Material	Ud	Bolsa portaherramientas. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 340.	1,000	17,510	17,51
%	%	%	Medios auxiliares	2,000	17,510	0,35
YIU040				0,000	18,40	0,00
YIU					0,00	0,00
YI					3.932,40	3.932,40
YM	Capítulo	Medicina preventiva y primeros auxilios			76,71	76,71
YMM	Capítulo	Material médico			76,71	76,71
YMM010	Partida	Ud	Botiquín de urgencia en caseta de obra.	1,000	76,71	76,71
mt50eca010	Material	Ud	Botiquín de urgencia.	1,000	70,050	70,05
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,236	12,600	2,97
%	%	%	Medios auxiliares	2,000	73,020	1,46
YMM010				1,000	76,71	76,71
YMM					76,71	76,71
YM					76,71	76,71
YP	Capítulo	Instalaciones provisionales de higiene y bienestar			163,85	163,85
YPC	Capítulo	Casetas (alquiler/construcción/adaptación de locales)			163,85	163,85
YPC010	Partida	Ud	Alquiler de caseta prefabricada para aseos en obra, 3,45x2,05x2,30 m (7,00 m²).	1,000	163,85	163,85

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

			Alquiler de caseta prefabricada para aseos en obra, 3,45x2,05x2,30 m (7,00 m²).			
mt50cas010b	Material	Ud	Mes de alquiler de caseta prefabricada para aseos en obra, de 3,45x2,05x2,30 m (7,00 m²), compuesta por: estructura metálica mediante perfiles conformados en frío; cerramiento de chapa nervada y galvanizada con terminación de pintura prelacada; cubierta de chapa galvanizada ondulada reforzada con perfil de acero; aislamiento interior con lana de vidrio combinada con poliestireno expandido; instalaciones de fontanería, saneamiento y electricidad y fuerza con toma exterior a 230 V; tubos fluorescentes y punto de luz exterior; termo eléctrico de 50 litros de capacidad; ventanas correderas de aluminio anodizado, con luna de 6 mm y rejas; puerta de entrada de chapa galvanizada de 1 mm con cerradura; suelo contrachapado hidrófugo con capa fenólica antideslizante; revestimiento de tablero melaminado en paredes; placa turca, plato de ducha y lavabo de tres grifos, de fibra de vidrio con terminación de gel-coat blanco y pintura antideslizante; puerta de madera en placa turca y cortina en ducha.	1,000	155,960	155,96
%		%	Medios auxiliares	2,000	155,960	3,12
			YPC010	1,000	163,85	163,85
			YPC		163,85	163,85
			YP		163,85	163,85
YS	Capítulo		Señalizaciones y cerramientos del solar		545,00	545,00
YSB	Capítulo		Balizas		545,00	545,00
YSB010	Partida	m	Cinta bicolor para balizamiento.	500,000	1,09	545,00
			Cinta bicolor para balizamiento.			
mt50bal010	Material	m	Cinta para balizamiento, bicolor amarilla/negra, de material plástico, de 8 cm.	1,100	0,150	0,17
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,069	12,600	0,87
%		%	Medios auxiliares	2,000	1,040	0,02
			YSB010	500,000	1,09	545,00
			YSB		545,00	545,00
			YS		545,00	545,00
			Y		4.717,96	4.717,96
			PRESUPUESTO INSTALACIÓN ELÉCTRICA		33.900,52	33.900,52

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

**PRESUPUESTO INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA CONECTADA A
LA RED.**

Obra: CONECTADA A LA RED							
Presupuesto						% C.I. 3	
Código	Tipo	Ud	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)	
CONECTADA A LA RED						705.460,96	705.460,96
0	Capítulo		Actuaciones previas		181,68	181,68	
0X	Capítulo		Andamios y maquinaria de elevación		181,68	181,68	
0XA	Capítulo		Andamios		181,68	181,68	
0XA010	Partida	Ud	Alquiler andamio europeo.	2,000	90,84	181,68	
			Alquiler andamio europeo.				
mq07and010 b10000	Maquinaria	Ud	Alquiler diario de andamio europeo, según UNE-EN 1004.	1,011	85,520	86,46	
%		%	Medios auxiliares	2,000	86,460	1,73	
			0XA010	2,000	90,84	181,68	
			0XA		181,68	181,68	
			0X		181,68	181,68	
			0		181,68	181,68	
A	Capítulo		Acondicionamiento del terreno		23,26	23,26	
AD	Capítulo		Movimiento de tierras		23,26	23,26	
ADE	Capítulo		Excavaciones de zanjas y pozos		17,96	17,96	
ADE010	Partida	m³	Excavación en zanjas para instalaciones en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.	1,000	17,96	17,96	
			Excavación en zanjas para instalaciones en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.				
mq01exn030	Maquinaria	h	Excavadora hidráulica s/neumáticos 100 CV.	0,358	37,230	13,33	
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,299	12,600	3,77	
%		%	Medios auxiliares	2,000	17,100	0,34	
			ADE010	1,000	17,96	17,96	
			ADE		17,96	17,96	
ADV	Capítulo		Vaciados		5,30	5,30	
ADV010	Partida	m³	Vaciado hasta 2 m de profundidad en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.	1,000	5,30	5,30	
			Vaciado hasta 2 m de profundidad en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión.				
mq01ret020	Maquinaria	h	Retrocargadora s/neumáticos 75 CV.	0,130	31,710	4,12	
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,074	12,600	0,93	

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

%		%	Medios auxiliares		2,000	5,050	0,10
			ADV010		1,000	5,30	5,30
			ADV			5,30	5,30
			AD			23,26	23,26
			A			23,26	23,26
U	Capítulo		Aparcamientos		282.590,50	282.590,50	
UC	Capítulo		Aparcamientos		282.590,50	282.590,50	
UCM	Capítulo		Cubiertas metálicas		282.590,50	282.590,50	
UCM010	Partida	m ²	Estructura para cobertura de plazas de aparcamiento situadas al aire libre, compuesta de: cimentación de hormigón armado HA-25/B/20/Ila fabricado en central y vertido con cubilote, armada con acero UNE-EN 10080 B 500 S; pórticos de acero S275JR, en perfiles laminados en caliente y cubierta metálica formada con chapa de acero galvanizado de 0,6 mm de espesor. Estructura para cobertura de plazas de aparcamiento situadas al aire libre, compuesta de: cimentación de hormigón armado HA-25/B/20/Ila fabricado en central y vertido con cubilote, armada con acero UNE-EN 10080 B 500 S; pórticos de acero S275JR, en perfiles laminados en caliente y cubierta metálica formada con chapa de acero galvanizado de 0,6 mm de espesor.		6.079,830	46,48	282.590,50
mt10hmf011a	Material	m ³	Hormigón de limpieza HL-150/B/20, fabricado en central, vertido con cubilote.		0,010	51,040	0,51
mt10haf010b	Material	m ³	Hormigón HA-25/B/20/Ila, fabricado en central vertido con cubilote.		0,100	49,410	4,94
mt07aco010c	Material	kg	Acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, elaborado en taller y colocado en obra, diámetros varios.		4,000	0,820	3,28
mt07aco020a	Material	Ud	Separador de plástico rígido, homologado para cimentaciones.		0,800	0,110	0,09
mt07ala055b	Material	kg	Acero laminado UNE-EN 10025 S275JR, en perfiles laminados en caliente, para aplicaciones estructurales en marquesinas, incluso placas de anclaje a cimentación, correas y piezas especiales.		17,500	0,910	15,93
mt27pfi010	Material	l	Imprimación de secado rápido, formulada con resinas alquídicas modificadas y fosfato de zinc.		0,167	3,660	0,61
mt13ccg010a	Material	m ²	Chapa de acero galvanizado, espesor 0,6 mm.		1,050	4,980	5,23
mt13ccg030a	Material	Ud	Tornillo autorroscante de 6,5x70 mm de acero inoxidable, con arandela.		3,000	0,400	1,20
mq01ret020	Maquinaria	h	Retrocargadora s/neumáticos 75 CV.		0,109	31,710	3,46
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.		0,039	13,960	0,54
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.		0,039	12,600	0,49
mo009	Mano de obra	h	Oficial 1ª cerrajero.		0,262	14,190	3,72
mo032	Mano de obra	h	Ayudante cerrajero.		0,262	12,950	3,39
%		%	Medios auxiliares		4,000	43,390	1,74
			UCM010		6.079,830	46,48	282.590,50
			UCM			282.590,50	282.590,50

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

			UC	282.590,50	282.590,50	
			U	282.590,50	282.590,50	
P	Capítulo	Particiones		1.844,88	1.844,88	
EHM010	Partida	m³	Muro de hormigón armado 2C, H<=3 m, HA-25/B/20/Ila fabricado en central y vertido con cubilote, acero UNE-EN 10080 B 500 S, 50 kg/m³, espesor 30 cm, encofrado metálico, con acabado tipo industrial para revestir. Muro de hormigón armado 2C, H<=3 m, HA-25/B/20/Ila fabricado en central y vertido con cubilote, acero UNE-EN 10080 B 500 S, 50 kg/m³, espesor 30 cm, encofrado metálico, con acabado tipo industrial para revestir.	8,000	230,61	1.844,88
mt07aco020d	Material	Ud	Separador de plástico rígido, homologado para muros.	8,000	0,050	0,40
mt07aco010c	Material	kg	Acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, elaborado en taller y colocado en obra, diámetros varios.	50,000	0,820	41,00
mt08eme030 ba	Material	m²	Encofrado y desencofrado a dos caras, en muros, con paneles metálicos modulares, hasta 3 m de altura, incluso p/p de elementos para paso de instalaciones.	6,660	16,990	113,15
mt10haf010b gabbaba	Material	m³	Hormigón HA-25/B/20/Ila, fabricado en central vertido con cubilote.	1,050	49,410	51,88
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,492	13,960	6,87
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,492	12,600	6,20
%		%	Medios auxiliares	2,000	219,500	4,39
EHM010				8,000	230,61	1.844,88
			P	1.844,88	1.844,88	
I	Capítulo	Instalaciones		404.310,97	404.310,97	
IE	Capítulo	Eléctricas		17.971,65	17.971,65	
IEP	Capítulo	Puesta a tierra		549,72	549,72	
IEP025	Partida	m	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm² de sección. Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm² de sección.	162,160	3,39	549,72
mt35ttc010b	Material	m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm².	1,000	1,280	1,28
mt35www020	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	0,100	0,530	0,05
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,132	14,420	1,90
%		%	Medios auxiliares	2,000	3,230	0,06
IEP025				162,160	3,39	549,72
			IEP	549,72	549,72	
IED010I	Partida	m	Acometida, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+70 mm², siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 180 mm de diámetro. Acometida, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+70 mm², siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 180 mm de diámetro.	111,190	14,57	1.620,04
mt01avc020	Material	m³	Arena para relleno.	0,092	13,420	1,23

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mt35aia080a aad	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 90 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 250 N, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	1,100	1,10
mt35cun010h 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 25 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	3,000	1,410	4,23
mt35cun010g 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 16 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	0,940	1,88
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,010	8,190	0,08
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,075	7,650	0,57
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,075	13,960	1,05
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,075	12,600	0,95
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,099	14,420	1,43
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,092	12,880	1,18
%		%	Medios auxiliares	2,000	13,870	0,28
IED010I				111,190	14,57	1.620,04
IED010d	Partida	m	LGA, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 180 mm de diámetro. LGA, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 180 mm de diámetro.	2,000	46,95	93,90
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,106	13,420	1,42
mt35aia070a aah	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 180 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 40 julios, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	3,050	3,05
mt35cun010n 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 150 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	3,000	7,870	23,61
mt35cun010k 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 70 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	3,960	7,92
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,011	8,190	0,09
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,087	7,650	0,67

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,094	13,960	1,31
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,094	12,600	1,18
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,207	14,420	2,98
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,178	12,880	2,29
%		%	Medios auxiliares	2,000	44,690	0,89
			IED010d	2,000	46,95	93,90
IEC020	Partida	Ud	Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 250 A, esquema 9.	1,000	196,65	196,65
			Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 250 A, esquema 9.			
mt35cgp020fj	Material	Ud	Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 250 A, esquema 9, para protección de la línea general de alimentación, formada por una envolvente aislante, precintable y autoventilada, según UNE-EN 60439-1, grado de inflamabilidad según se indica en UNE-EN 60439-3, grado de protección IP 43 según UNE 20324 e IK 08 según UNE-EN 50102.	1,000	65,030	65,03
mt35cgp040a	Material	m	Tubo de PVC liso, serie B, de 160 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor, según UNE-EN 1329-1.	3,000	2,490	7,47
mt35cgp040a	Material	m	Tubo de PVC liso, serie B, de 110 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor, según UNE-EN 1329-1.	3,000	1,700	5,10
mt26cgp010	Material	Ud	Marco y puerta metálica con cerradura o candado, con grado de protección IK 10 según UNE-EN 50102, protegidos de la corrosión y normalizados por la empresa suministradora, para caja general de protección.	1,000	80,140	80,14
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	1,000	0,680	0,68
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,399	13,960	5,57
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,399	12,600	5,03
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,665	14,420	9,59
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,665	12,880	8,57
%		%	Medios auxiliares	2,000	187,180	3,74
			IEC020	1,000	196,65	196,65
IED010	Partida	m	Derivación individual trifásica enterrada, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x95+50 mm², siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 140 mm de diámetro.	3,320	33,53	111,32
			Derivación individual trifásica enterrada, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x95+50 mm², siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 140 mm de diámetro.			
mt01avc020	Material	m³	Arena para relleno.	0,101	13,420	1,36

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mt35aia070a aag	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 140 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 28 julios, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	2,260	2,26
mt35cun010l 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 95 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	3,000	5,080	15,24
mt35cun010j 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 50 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	2,790	5,58
mt35der011a a	Material	m	Conductor de cobre de 1,5 mm ² de sección, para hilo de mando, de color rojo (tarifa nocturna).	1,000	0,060	0,06
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,011	8,190	0,09
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,083	7,650	0,63
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,087	13,960	1,21
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,087	12,600	1,10
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,162	14,420	2,34
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,145	12,880	1,87
%		%	Medios auxiliares	2,000	31,910	0,64
			IED010	3,320	33,53	111,32
IEI	Capítulo	Receptores			12.769,40	12.769,40
IEI01	Partida	Ud	Estación de recarga de VE, Modelo DuraStation, 230 Vac a 16A o 400Vac a 32A	6,000	2.060,00	12.360,00
IED010b	Partida	m	Estación de recarga de VE, Modelo DuraStation, 230 Vac a 16A o 400Vac a 32A. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G6 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 50 mm de diámetro. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G6 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 50 mm de diámetro.	9,290	9,40	87,33
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,086	13,420	1,15
mt35aia070a aab	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 50 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 15 julios, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	0,870	0,87
mt35cun010e 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 6 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	5,000	0,410	2,05
mt35der011a a	Material	m	Conductor de cobre de 1,5 mm ² de sección, para hilo de mando, de color rojo (tarifa nocturna).	1,000	0,060	0,06

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,009	8,190	0,07
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,070	7,650	0,54
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,067	13,960	0,94
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,067	12,600	0,84
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,086	14,420	1,24
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,079	12,880	1,02
%		%	Medios auxiliares	2,000	8,950	0,18
			IED010b	9,290	9,40	87,33
IED010c	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G10 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 63 mm de diámetro. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G10 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 63 mm de diámetro.	29,440	10,94	322,07
mt01avc020	Material	m ³	Arena para relleno.	0,089	13,420	1,19
mt35aia070a aac	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 63 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 20 julios, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	1,010	1,01
mt35cun010f 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 10 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	5,000	0,640	3,20
mt35der011a	Material	m	Conductor de cobre de 1,5 mm ² de sección, para hilo de mando, de color rojo (tarifa nocturna).	1,000	0,060	0,06
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,010	8,190	0,08
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,073	7,650	0,56
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,071	13,960	0,99
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,071	12,600	0,89
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,086	14,420	1,24
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,079	12,880	1,02

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

%		%	Medios auxiliares		2,000	10,410	0,21
			IED010c		29,440	10,94	322,07
			IEI			12.769,40	12.769,40
ES	Partida	Ud	Extractor solar, extrae 1400 m3/h		2,000	206,00	412,00
EO	Partida	Ud	Extractor solar, extrae 1400 m3/h Extractor eólico E24, diámetro de 600 mm, extrae 600 m3/h Extractor eólico E24, diámetro de 600 mm, extrae 600 m3/h		1,000	2.218,62	2.218,62
			IE			17.971,65	17.971,65
IEF	Capítulo		Solar fotovoltaica			386.339,32	386.339,32
IEF010	Partida	m ²	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, módulo A320M GSE, potencia máxima (Wp) 320 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,64 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,29 A, intensidad de cortocircuito (Isc) 8,81 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,7 V, eficiencia 16,43%		671,000	439,53	294.924,63
			Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, módulo A320M GSE, potencia máxima (Wp) 320 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,64 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,29 A, intensidad de cortocircuito (Isc) 8,81 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,7 V, eficiencia 16,43%				
mt35azi010aa	Material	m ²	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, módulo A320M GSE, potencia máxima (Wp) 320 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,64 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,29 A, intensidad de cortocircuito (Isc) 8,81 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,7 V, eficiencia 16,43%		1,000	375,000	375,00
mt35azi100a	Material	Ud	Repercusión por m ² de accesorios de montaje con ganchos de módulo fotovoltaico de fachada.		1,000	11,430	11,43
mt35azi110	Material	Ud	Repercusión por m ² de material eléctrico para conexión de módulo fotovoltaico de fachada.		1,000	17,370	17,37
mo028	Mano de obra	h	Oficial 1ª cristalero.		0,266	13,800	3,67
mo057	Mano de obra	h	Ayudante cristalero.		0,266	13,610	3,62
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.		0,266	14,420	3,84
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.		0,266	12,880	3,43
%		%	Medios auxiliares		2,000	418,360	8,37
			IEF010		671,000	439,53	294.924,63
IEF020	Partida	Ud	Inversor central trifásico para conexión a red, modelo Ingecon Sun 28TL M, potencia máxima de entrada 37,5 kW, voltaje de entrada máximo 820 Vcc, potencia nominal de salida 28 kW, eficiencia máxima 98,5%.		7,000	5.275,92	36.931,44
			Inversor central trifásico para conexión a red, modelo Ingecon Sun 28TL M, potencia máxima de entrada 37,5 kW, voltaje de entrada máximo 820 Vcc, potencia nominal de salida 28 kW, eficiencia máxima 98,5%.				
mt35azi025ac	Material	Ud	Inversor central trifásico para conexión a red, modelo Ingecon Sun 28TL M, potencia máxima de entrada 37,5 kW, voltaje de entrada máximo 820 Vcc, potencia nominal de salida 28 kW, eficiencia máxima 98,5%.		1,000	5.000,000	5.000,00
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.		0,799	14,420	11,52
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.		0,799	12,880	10,29
%		%	Medios auxiliares		2,000	5.021,810	100,44

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

			IEF020	7,000	5.275,92	36.931,44
IED010e	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 2x70+1G35 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de PVC liso de 63 mm de diámetro. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 2x70+1G35 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de PVC liso de 63 mm de diámetro.	2.307,200	18,04	41.621,89
mt36tie010aa	Material	m	Tubo de PVC, serie B, de 63 mm de diámetro y 3 mm de espesor, con extremo abocardado, según UNE-EN 1329-1.	1,000	1,850	1,85
mt35cun010k1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 70 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	3,960	7,92
mt35cun010i1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 35 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	1,000	1,940	1,94
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,204	14,420	2,94
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,185	12,880	2,38
%		%	Medios auxiliares	2,000	17,170	0,34
				2.307,204	18,04	41.621,96
IED010h	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 2x50+1G25 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de PVC liso de 50 mm de diámetro. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 2x50+1G25 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de PVC liso de 50 mm de diámetro.	841,510	13,67	11.503,44
mt36tie010aada	Material	m	Tubo de PVC, serie B, de 50 mm de diámetro y 3 mm de espesor, con extremo abocardado, según UNE-EN 1329-1.	1,000	1,530	1,53
mt35cun010j1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 50 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	2,790	5,58
mt35cun010h1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 25 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	1,000	1,410	1,41
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,166	14,420	2,39
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,152	12,880	1,96
%		%	Medios auxiliares	2,000	13,010	0,26
				841,514	13,67	11.503,50
IED010f	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 4G16+1x10 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector flexible, corrugado, de polipropileno, de 32 mm de diámetro. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 4G16+1x10 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector flexible, corrugado, de polipropileno, de 32 mm de diámetro.	147,540	8,90	1.313,11

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mt35aia060a ac	Material	m	Tubo curvable de polipropileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color gris, de 32 mm de diámetro nominal, para canalización empotrada en obra de fábrica (suelos, paredes y techos). Resistencia a la compresión 320 N, resistencia al impacto 2 julios, temperatura de trabajo -5°C hasta 90°C, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-22.	1,000	1,500	1,50
mt35cun010g 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 16 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	4,000	0,940	3,76
mt35cun010f 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 10 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	1,000	0,640	0,64
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,087	14,420	1,25
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,092	12,880	1,18
%		%	Medios auxiliares	2,000	8,470	0,17
			IED010f	147,537	8,90	1.313,08
IED010i	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+2G70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector flexible, corrugado, de polipropileno, de 75 mm de diámetro. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+2G70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector flexible, corrugado, de polipropileno, de 75 mm de diámetro.	0,500	42,98	21,49
mt35aia060a af	Material	m	Tubo curvable de polipropileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color gris, de 75 mm de diámetro nominal, para canalización empotrada en obra de fábrica (suelos, paredes y techos). Resistencia a la compresión 320 N, resistencia al impacto 2 julios, temperatura de trabajo -5°C hasta 90°C, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-22.	1,000	4,460	4,46
mt35cun010n 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 150 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	3,000	7,870	23,61
mt35cun010k 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 70 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	3,960	7,92
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,173	14,420	2,49
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,178	12,880	2,29
%		%	Medios auxiliares	2,000	40,910	0,82
			IED010i	0,500	42,98	21,49
IED010j	Partida	m	Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+2G70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 180 mm de diámetro. Cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x150+2G70 mm ² , siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 180 mm de diámetro.	0,500	46,63	23,32

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mt01avc020	Material	m³	Arena para relleno.	0,106	13,420	1,42
mt35aia080a aah	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 180 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 250 N, con grado de protección IP 549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	2,740	2,74
mt35cun010n 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 150 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	3,000	7,870	23,61
mt35cun010k 1	Material	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 70 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Según UNE 21123-4.	2,000	3,960	7,92
mt35www010	Material	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	0,200	0,680	0,14
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper autocargable de 2 t de carga útil, con mecanismo hidráulico.	0,011	8,190	0,09
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,087	7,650	0,67
mq02cia020	Maquinaria	h	Camión con cuba de agua.	0,001	32,510	0,03
mo011	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,094	13,960	1,31
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,094	12,600	1,18
mo001	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,207	14,420	2,98
mo052	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,178	12,880	2,29
%		%	Medios auxiliares	2,000	44,380	0,89
			IED010j	0,500	46,63	23,32
			IEF		386.339,32	386.339,32
			I		404.310,97	404.310,97
S	Capítulo		Señalización y equipamiento		367,71	367,71
SI	Capítulo		Indicadores, marcados, rotulaciones, ...		367,71	367,71
SIR	Capítulo		Rótulos y placas		367,71	367,71
SR	Partida	Ud	Señal informativa, 2,10x1,50 m con poste galvanizado	3,000	122,57	367,71
			Señal informativa para las plazas de recarga de vehículos eléctricos, 2,10x1,50 m con poste galvanizado			
			SIR		367,71	367,71
			SI		367,71	367,71
			S		367,71	367,71
G	Capítulo		Gestión de residuos		11.424,00	11.424,00
GC	Capítulo		Clasificación de residuos		11.424,00	11.424,00
GCA	Capítulo		Clasificación de los residuos de la construcción		11.424,00	11.424,00

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

GCA010	Partida	m³	Clasificación a pie de obra de los residuos de construcción y/o demolición, separándolos en fracciones (hormigón, cerámicos, metales, maderas, vidrios, plásticos, papeles o cartones y residuos peligrosos), dentro de la obra en la que se produzcan, con medios manuales.	600,000	19,04	11.424,00
			Clasificación a pie de obra de los residuos de construcción y/o demolición, separándolos en fracciones (hormigón, cerámicos, metales, maderas, vidrios, plásticos, papeles o cartones y residuos peligrosos), dentro de la obra en la que se produzcan, con medios manuales.			
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	1,439	12,600	18,13
%		%	Medios auxiliares	2,000	18,130	0,36
GCA010				600,000	19,04	11.424,00
GCA					11.424,00	11.424,00
GC					11.424,00	11.424,00
G					11.424,00	11.424,00
Y	Capítulo	Seguridad y salud			4.717,96	4.717,96
YI	Capítulo	Equipos de protección individual			3.932,40	3.932,40
YIC	Capítulo	Para la cabeza			110,60	110,60
YIC010	Partida	Ud	Casco de seguridad.	20,000	2,45	49,00
			Casco de seguridad.			
mt50epc010	Material	Ud	Casco de seguridad para la construcción, con arnés de sujeción. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 397.	1,000	2,330	2,33
%		%	Medios auxiliares	2,000	2,330	0,05
YIC010				20,000	2,45	49,00
YIC020	Partida	Ud	Casco de seguridad dieléctrico.	20,000	3,08	61,60
			Casco de seguridad dieléctrico.			
mt50epc020	Material	Ud	Casco de seguridad dieléctrico. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 397 y UNE-EN 13087-8.	0,200	14,660	2,93
%		%	Medios auxiliares	2,000	2,930	0,06
YIC020				20,000	3,08	61,60
YIC					110,60	110,60
YID	Capítulo	Contra caídas de altura			1.502,00	1.502,00
YID010	Partida	Ud	Cinturón de seguridad de suspensión con un punto de amarre.	20,000	11,73	234,60
			Cinturón de seguridad de suspensión con un punto de amarre.			
mt50epd010a	Material	Ud	Cinturón de seguridad de suspensión con un punto de amarre. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 358.	0,250	44,660	11,17
%		%	Medios auxiliares	2,000	11,170	0,22
YID010				20,000	11,73	234,60
YID020	Partida	Ud	Equipo de arnés simple de seguridad anticaídas.	20,000	13,93	278,60
			Equipo de arnés simple de seguridad anticaídas.			

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

mt50epd020a	Material	Ud	Equipo de arnés de seguridad anticaídas con un elemento de amarre consistente en una cinta tubular elástica con una longitud total extendida de 1,5 m y amortiguador de impacto con un conector tipo gancho de 20 mm de apertura en el extremo, en bolsa de transporte. Cinta homologada para 1450 kg y todas las hebillas tratadas. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 361 y UNE-EN 355.	0,250	53,000	13,25
%	%		Medios auxiliares	2,000	13,250	0,27
			YID020	20,000	13,93	278,60
YID030	Partida	Ud	Dispositivo anticaídas para sujeción a cuerda de poliamida de 16 mm.	20,000	49,44	988,80
			Dispositivo anticaídas para sujeción a cuerda de poliamida de 16 mm.			
mt50epd030b	Material	Ud	Dispositivo anticaídas para cuerda de poliamida de 16 mm, incluso mosquetón. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 363.	0,250	188,250	47,06
%	%		Medios auxiliares	2,000	47,060	0,94
			YID030	20,000	49,44	988,80
			YID		1.502,00	1.502,00
YIJ	Capítulo		Para los ojos y la cara		22,80	22,80
YIJ010	Partida	Ud	Gafas de protección antipolvo.	20,000	1,14	22,80
			Gafas de protección antipolvo.			
mt50epj010b	Material	Ud	Gafas antipolvo antiempañables, incoloras. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 166.	0,333	3,260	1,09
%	%		Medios auxiliares	2,000	1,090	0,02
			YIJ010	20,000	1,14	22,80
			YIJ		22,80	22,80
YIM	Capítulo		Para las manos y brazos		823,80	823,80
YIM010	Partida	Ud	Par de guantes de goma-látex anticorte.	20,000	2,78	55,60
			Par de guantes de goma-látex anticorte.			
mt50epm010a	Material	Ud	Par de guantes de goma-látex anticorte. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 420 y UNE-EN 388.	1,000	2,650	2,65
%	%		Medios auxiliares	2,000	2,650	0,05
			YIM010	20,000	2,78	55,60
YIM040	Partida	Ud	Par de guantes para electricista, aislantes hasta 5.000 V.	20,000	38,41	768,20
			Par de guantes para electricista, aislantes hasta 5.000 V.			
mt50epm040a	Material	Ud	Par de guantes dieléctricos para electricistas, aislantes hasta 5000 V. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 60903.	1,000	36,560	36,56
%	%		Medios auxiliares	2,000	36,560	0,73
			YIM040	20,000	38,41	768,20
			YIM		823,80	823,80
YIO	Capítulo		Para los oídos		148,60	148,60
YIO010	Partida	Ud	Casco protector auditivo.	20,000	7,43	148,60

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

			Casco protector auditivo.					
mt50epo010	Material	Ud	Protectores auditivos, tipo orejera. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 352, UNE-EN 397 y UNE-EN 24869.		0,333	21,240	7,07	
%		%	Medios auxiliares		2,000	7,070	0,14	
			YIO010		20,000	7,43	148,60	
			YIO			148,60	148,60	
YIP	Capítulo		Para pies y piernas			1.324,60	1.324,60	
YIP030	Partida	Ud	Par de botas aislantes.		20,000	30,36	607,20	
			Par de botas aislantes.					
mt50epp030	Material	Ud	Par de botas aislantes para electricista, hasta 5.000 V. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 50321.		1,000	28,900	28,90	
%		%	Medios auxiliares		2,000	28,900	0,58	
			YIP030		20,000	30,36	607,20	
YIP020	Partida	Ud	Par de botas de seguridad con puntera metálica.		20,000	35,87	717,40	
			Par de botas de seguridad con puntera metálica.					
mt50epp020	Material	Ud	Par de botas de seguridad con puntera metálica y plantillas de acero flexibles. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN ISO 20344, UNE-EN ISO 20345, UNE-EN ISO 20346 y UNE-EN ISO 20347.		1,000	34,150	34,15	
%		%	Medios auxiliares		2,000	34,150	0,68	
			YIP020		20,000	35,87	717,40	
			YIP			1.324,60	1.324,60	
YIU	Capítulo		Para el cuerpo (vestuario de protección)			0,00	0,00	
YIU010	Partida	Ud	Mono de trabajo.		0,000	13,79	0,00	
			Mono de trabajo.					
mt50epu010	Material	Ud	Mono de trabajo, de poliéster-algodón. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 340.		1,000	13,130	13,13	
%		%	Medios auxiliares		2,000	13,130	0,26	
			YIU010		0,000	13,79	0,00	
YIU040	Partida	Ud	Bolsa portaherramientas.		0,000	18,40	0,00	
			Bolsa portaherramientas.					
mt50epu040	Material	Ud	Bolsa portaherramientas. Certificado CE según R.D. 1407/92, R.D. 159/95 y O.M. de 20 de febrero de 1997. Con marcado según lo exigido en UNE-EN 340.		1,000	17,510	17,51	
%		%	Medios auxiliares		2,000	17,510	0,35	
			YIU040		0,000	18,40	0,00	
			YIU			0,00	0,00	
			YI			3.932,40	3.932,40	
YM	Capítulo		Medicina preventiva y primeros auxilios			76,71	76,71	

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

YMM	Capítulo	Material médico			76,71	76,71
YMM010	Partida	Ud	Botiquín de urgencia en caseta de obra.	1,000	76,71	76,71
mt50eca010	Material	Ud	Botiquín de urgencia en caseta de obra.	1,000	70,050	70,05
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,236	12,600	2,97
%		%	Medios auxiliares	2,000	73,020	1,46
			YMM010	1,000	76,71	76,71
			YMM		76,71	76,71
			YM		76,71	76,71
YP	Capítulo	Instalaciones provisionales de higiene y bienestar			163,85	163,85
YPC	Capítulo	Casetas (alquiler/construcción/adaptación de locales)			163,85	163,85
YPC010	Partida	Ud	Alquiler de caseta prefabricada para aseos en obra, 3,45x2,05x2,30 m (7,00 m²).	1,000	163,85	163,85
mt50cas010b	Material	Ud	Alquiler de caseta prefabricada para aseos en obra, 3,45x2,05x2,30 m (7,00 m²).	1,000	155,960	155,96
			Mes de alquiler de caseta prefabricada para aseos en obra, de 3,45x2,05x2,30 m (7,00 m²), compuesta por: estructura metálica mediante perfiles conformados en frío; cerramiento de chapa nervada y galvanizada con terminación de pintura prelacada; cubierta de chapa galvanizada ondulada reforzada con perfil de acero; aislamiento interior con lana de vidrio combinada con poliestireno expandido; instalaciones de fontanería, saneamiento y electricidad y fuerza con toma exterior a 230 V; tubos fluorescentes y punto de luz exterior; termo eléctrico de 50 litros de capacidad; ventanas correderas de aluminio anodizado, con luna de 6 mm y rejas; puerta de entrada de chapa galvanizada de 1 mm con cerradura; suelo contrachapado hidrófugo con capa fenólica antideslizante; revestimiento de tablero melaminado en paredes; placa turca, plato de ducha y lavabo de tres grifos, de fibra de vidrio con terminación de gel-coat blanco y pintura antideslizante; puerta de madera en placa turca y cortina en ducha.			
%		%	Medios auxiliares	2,000	155,960	3,12
			YPC010	1,000	163,85	163,85
			YPC		163,85	163,85
			YP		163,85	163,85
YS	Capítulo	Señalizaciones y cerramientos del solar			545,00	545,00
YSB	Capítulo	Balizas			545,00	545,00
YSB010	Partida	m	Cinta bicolor para balizamiento.	500,000	1,09	545,00
mt50bal010	Material	m	Cinta bicolor para balizamiento.			
			Cinta para balizamiento, bicolor amarilla/negra, de material plástico, de 8 cm.	1,100	0,150	0,17
mo060	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,069	12,600	0,87
%		%	Medios auxiliares	2,000	1,040	0,02
			YSB010	500,000	1,09	545,00
			YSB		545,00	545,00

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

	YS	545,00	545,00
	Y	4.717,96	4.717,96
	CONECTADA A LA RED	705.460,96	705.460,96

*Nota: el presupuesto es aproximado ya que el tiempo que durará la hora, así como el número de trabajadores contratados dependerá de la contrata

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA.

**GRADO: INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA.**

ANÁLISIS DE VIABILIDAD

**ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES
ELÉCTRICOS.**

AUTORAS:

AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA CAROLINA MONTAÑEZ HERNÁNDEZ.

TUTORA:

MARÍA DE LA PEÑA FABIANI BENDICHO.

ÍNDICE.

1. Estudio de mercado.....	3
1.1. Clientes.....	3
1.2. Competencia.....	3
1.3. Limitaciones de la energía solar fotovoltaica.....	5
2. Estudio económico.....	5
2.1. Caso 1.....	5
2.1.1. Presupuesto de la instalación.....	5
2.1.2. Análisis financiero.....	5
2.1.3. Resultados.....	7
2.2. Caso 2.....	7
2.2.1. Presupuesto de la instalación.....	7
2.2.2. Análisis financiero.....	8
2.2.3. Resultados.....	9
2.3. Caso 3.....	9
2.3.1. Presupuesto de la instalación.....	9
2.3.2. Análisis financiero.....	9
2.3.3. Resultados.....	11
3. Estudio de impacto ambiental.....	12

3.1. Estado del lugar y de sus condiciones ambientales antes de la realización de las obras.	12
3.2. Normativa ambiental de aplicación.	13
3.3. Identificación y valoración de impactos.	14
3.3.1. Caso 1 y caso 3.	14
3.3.2. Caso 2.	17
3.4. Residuos que se generan en la construcción de la instalación.	19
3.5. Emisiones gaseosas.	20
3.6. Medidas previstas para prevenir, reducir, eliminar o compensar los efectos ambientales negativos significativos.	21
3.7. Conclusión del estudio de impacto ambiental.	22
4. Conclusión del análisis de viabilidad.	23

1. Estudio de mercado.

1.1. Clientes.

Según el “*Estudio para la implantación del Vehículo Eléctrico en Canarias*” realizado en Noviembre de 2013 por el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), en el año 2016 (año en el que se prevé que la instalación estará en funcionamiento) circularán por la isla de Tenerife un total de 1528 VE.

Partiendo de este dato, se puede aproximar que una media de diez VE hará uso de las instalaciones del parking del Aeropuerto Reina Sofía al día. Esto supone que en total, cada VE pasará dos veces al año por este aeropuerto:

$$\begin{aligned} \text{Total de VE que utilizan las instalaciones al año} &= n^{\circ} \text{ días} \cdot n^{\circ} \text{ VE/día} \\ &= 365 \cdot 10 \end{aligned}$$

$$\text{Total de VE que utilizan las instalaciones al año} = 3650 \text{ VE}$$

nº de veces al año que utiliza cada VE las instalaciones

$$= \frac{\text{Total de VE que utilizan las instalaciones al año}}{n^{\circ} \text{ total de VE en Tenerife}}$$

$$n^{\circ} \text{ de veces al año que utiliza cada VE las instalaciones} = \frac{3650}{1528} = 2,4 \text{ veces}$$

Este valor indica que cada coche pasará entre 2 y 3 veces al año, lo cual es un número razonable en las Islas Canarias, ya que la mayoría de las personas, ya sea por negocios, por asuntos personales o por ocio, viajan al menos una o dos veces al año.

1.2. Competencia.

Actualmente, en Tenerife existen los siguientes puntos para la recarga de VE:

Lugar	Carga	Estacionamiento	Recarga	Conector	Horario	Origen de la
-------	-------	-----------------	---------	----------	---------	--------------

						energía
Residencial Anaga, S/C de Tenerife.	Gratuita	Gratuito	1 rápida 1 lenta	<ul style="list-style-type: none"> • Schuko 2P • Mennekes Tipo2 	24 h	Desconocido
Hotel Gran Meliá Palacio de Isora. Guía de Isora.	Gratuita con estancia en hotel	Gratuito con estancia en hotel	2 lentas	<ul style="list-style-type: none"> • Schuko 2P 	ND	No renovable
Gasolinera Pcan. Guía de Isora.	0,45 €/kWh	Gratuito	1 rápida 1 lenta	<ul style="list-style-type: none"> • Schuko 2P • Mennekes Tipo2 	ND	Renovable
Restaurante Casa Juan. La Matanza de Acentejo	Gratuita pero solo para uso de clientes	Gratuito pero solo para uso de clientes	2 lentas	<ul style="list-style-type: none"> • Schuko 2P • Schuko 2P 	De miércoles a Domingo 12:30- 23:00	No renovable

Tabla 1. Puntos de recarga disponibles en el año 2015 en la isla de Tenerife.

Además de estos puntos de recarga, existen otros pero en empresas privadas, por lo que no se tendrán en cuenta como competencia.

Por otra parte, de estos puntos de recarga, los más cercanos al aeropuerto Reina Sofía son el Hotel Gran Meliá Palacio de Isora y la Gasolinera Pcan, por lo que son los que más competencia suponen para las instalaciones propuestas en este proyecto.

Entre estos dos puntos de recarga, el del Hotel es sólo para uso de sus clientes, por lo que la gasolinera Pcan sería la competencia más cercana y de las mismas condiciones que el parking del Aeropuerto Reina Sofía.

Se puede concluir este apartado indicando que no existe casi competencia cerca de las instalaciones del Aeropuerto Reina Sofía, ya que la estación de recarga más cercana está a 35 km de distancia.

1.3. Limitaciones de la energía solar fotovoltaica.

Actualmente, la generación de electricidad a partir de energías renovables no tiene ninguna remuneración económica. Esta es una limitación muy importante ya que, con las normativas anteriores por cada kWh producido y vertido a la red, se obtenía 0,40 €, y ahora, se vierte lo generado a la red pero no se obtiene beneficio alguno.

Por otra parte, la energía solar fotovoltaica tiene mucho que desarrollar en el ámbito I+D. Desde el momento en que se desarrolle este ámbito, las baterías, módulos, inversores, seguramente tendrán un precio más bajo y una mayor vida útil, con lo que la instalación en conjunto superará los 25 años de vida útil y por tanto, se conseguiría amortizar más la inversión inicial.

2. Estudio económico.

2.1. Caso 1.

Este apartado se dedicará al cálculo del coste que supondrá la instalación fotovoltaica aislada, caso 1, descrita en el proyecto. Para ello se calculará el presupuesto de la instalación, la rentabilidad y el periodo de recuperación.

2.1.1. Presupuesto de la instalación.

En el documento correspondiente al presupuesto de la instalación se puede observar que la inversión inicial que implicará la instalación fotovoltaica aislada para la recarga de vehículos eléctricos asciende a una cantidad de 1.890.931,89 €.

2.1.2. Análisis financiero.

El análisis financiero consiste en comprobar si la instalación proyectada será lo suficientemente rentable como para llevarla a cabo. Dentro del estudio financiero aparecerán tres puntos diferenciados:

- **Balance energético anual:** resumen del estudio energético realizado sobre la instalación fotovoltaica. Aparece la energía generada durante todo el año, que posteriormente se utilizará para calcular los ingresos. En este caso, la energía producida por la instalación solar durante todo un año es de :

$$E_{\text{anual}} = n^{\circ} \text{ días} \cdot E_{\text{panel/día}} \cdot n^{\circ} \text{ paneles} = 365 \cdot 1798,4 \text{ Wh} \cdot 737 = 0,48 \text{ GWh}$$

- **Parámetros financieros principales para realizar el estudio energético:**
 - ✓ Se estimará una vida útil del proyecto de 25 años.
- **Viabilidad financiera:** se presentan los parámetros financieros resultantes de todo el análisis y que permiten juzgar la viabilidad del proyecto.
 - ✓ **Periodo de recuperación de la inversión:** años necesarios para recuperar la inversión inicial.
 - ✓ **Inversión inicial:** 1.890.931,89 €.

Para realizar el análisis de recuperación de la inversión, se va a suponer un caso realista.

Según el *Estudio para la implantación del Vehículo Eléctrico en Canarias*” realizado en Noviembre de 2013 por el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), en el año 2016 (año en el que se prevé que la instalación estará en funcionamiento) circularán por la isla de Tenerife un total de 1528 VE. En el mejor de los casos, de esos 1528 VE que estarían en la isla de Tenerife, tan sólo 10 de ellos harían uso de las instalaciones del parking del Aeropuerto Reina Sofía una vez al día durante los 365 días del año.

Teniendo en cuenta que cada estación de recarga lenta admitiría como máximo la recarga completa de un VE, ya que tarda 9 horas en cargarse y el máximo de horas que la estación está activa es 12 h, se obtiene que los ocho VE restantes utilizarían la recarga rápida. Por otro lado, sabiendo que actualmente la recarga rápida completa de un VE cuesta 7€ y la lenta 3€, se puede estimar que los ingresos que se obtendrían serían:

Tipo de recarga	Número de VE	Precio (€)	Total (€)
Lenta	2	3	6

Rápida	8	7	56
			Total/día: 62
			Total/año: 22.320

✓ **Tabla 1. Estimación de ingresos.**

Tal y como se puede observar, al año se obtendría un total de 22.320 €. Para calcular el número de años que se tardaría en recuperar la inversión inicial debe dividirse la inversión entre las ganancias.

$$\frac{1.890.931,89}{22.320} = 85 \text{ años}$$

2.1.3. Resultados.

Debido a que la instalación tiene una vida útil de 25 años, no se conseguiría recuperar la inversión inicial. La máxima cantidad de dinero que se podría recuperar sería:

$$22.320 \cdot 25 = 558.000 \text{ €}$$

Es decir, que sólo se podría recuperar el 29,5% de la inversión inicial.

2.2. Caso 2.

Este apartado se dedicará al cálculo del coste que supondrá la instalación eléctrica, caso 2, descrita en el proyecto. Para ello se calculará el presupuesto de la instalación, la rentabilidad y el periodo de recuperación.

2.2.1. Presupuesto de la instalación.

En el documento correspondiente al presupuesto de la instalación se puede observar que la inversión inicial que implicará la instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos asciende a una cantidad de 35.900,52 €.

2.2.2. Análisis financiero.

El análisis financiero consiste en comprobar si la instalación proyectada será lo suficientemente rentable como para llevarla a cabo. Dentro del estudio financiero aparecerán dos puntos diferenciados:

- **Parámetros financieros principales para realizar el estudio energético:**
 - ✓ Precio actual del kWh. La empresa de distribución Unelco Endesa establece que para instalaciones cuya potencia contratada esté entre 15 kW y 250 kW el precio del kWh es 0,167838 €/kWh.
 - ✓ Se estimará una vida útil del proyecto de 25 años.
- **Costes del proyecto:** se presenta un análisis de los gastos de la instalación.

Teniendo en cuenta que el coste del kWh es 0,167838 €, al tratarse de una instalación eléctrica sin el uso de energías renovables, tendría que pagarse al año un total de:

Total a pagar al año (€)

$$= n^{\circ} \text{ días} \cdot 24 \text{ h} \cdot \text{potencia contratada (kW)} \cdot \text{precio} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

$$\text{Total a pagar al año (€)} = 365 \cdot 24 \text{ h} \cdot 95,2 \text{ kW} \cdot 0,167838 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

$$\text{Total a pagar al año (€)} = 139.968,8358 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

- **Viabilidad financiera:** se presentan los parámetros financieros resultantes de todo el análisis y que permiten juzgar la viabilidad del proyecto.
 - ✓ **Periodo de recuperación de la inversión:** años necesarios para recuperar la inversión inicial.
 - ✓ **Inversión inicial:** 35.900,52 €.

En este caso, la cantidad de ingresos obtenidos por el cobro de la recarga de VE a los clientes es la misma que en el caso 1, es decir, se obtienen los mismos datos que los mostrados en la tabla 1. Tal y como se puede observar, al año se obtendría un total

de 22.320 €. A este total de ingresos habría que restarle el total a pagar al año por la potencia contratada, es decir:

$$\begin{aligned} \text{Beneficio total} &= \text{ingresos} - \text{total a pagar al año} = 22.320 - 139.968,8358 \\ &= -117.648,83 \text{ €} \end{aligned}$$

2.2.3. Resultados.

En este caso, la instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos supondría un total de 117.648,83 € de pérdidas al año.

2.3. Caso 3.

Este apartado se dedicará al cálculo del coste que supondrá la instalación fotovoltaica conectada a la red, caso 3, descrita en el proyecto. Para ello se calculará el presupuesto de la instalación, la rentabilidad y el periodo de recuperación.

2.3.1. Presupuesto de la instalación.

En el documento correspondiente al presupuesto de la instalación se puede observar que la inversión inicial que implicará la instalación fotovoltaica conectada a red para la recarga de vehículos eléctricos asciende a una cantidad de 705.460,96 €.

2.3.2. Análisis financiero.

El análisis financiero consiste en comprobar si la instalación proyectada será lo suficientemente rentable como para llevarla a cabo. Dentro del estudio financiero aparecerán tres puntos diferenciados:

- **Balance energético anual:** resumen del estudio energético realizado sobre la instalación fotovoltaica. Aparece la energía generada durante todo el año, que posteriormente se utilizará para calcular los ingresos. En este caso, la energía producida por la instalación solar durante todo un año es de :

$$E_{\text{anual}} = n^{\circ} \text{ días} \cdot E_{\text{panel/día}} \cdot n^{\circ} \text{ paneles} = 365 \cdot 1798,4 \text{ Wh} \cdot 671 = 0,44 \text{ GWh}$$

- **Parámetros financieros principales para realizar el estudio energético:**
 - ✓ Precio actual del kWh. La empresa de distribución Unelco Endesa establece que para instalaciones cuya potencia contratada esté entre 15 kW y 250 kW el precio del kWh es 0,167838 €/kWh.
 - ✓ Se estimará una vida útil del proyecto de 25 años.
- **Costes del proyecto:** se presenta un análisis de los gastos de la instalación y los ahorros que supondrá el uso de energías renovables.

Teniendo en cuenta que el coste del kWh es 0,167838 €, si se tuviera una instalación eléctrica sin energías renovables, tendría que pagarse al año un total de:

Total a pagar al año (€)

$$= n^{\circ} \text{ días} \cdot 24 \text{ h} \cdot \text{potencia contratada (kW)} \cdot \text{precio} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

$$\text{Total a pagar al año (€)} = 365 \cdot 24 \text{ h} \cdot 95,2 \text{ kW} \cdot 0,167838 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

$$\text{Total a pagar al año (€)} = 139.968,8358 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Debido a que la planta fotovoltaica genera aproximadamente 214,72 kW (ya que cada panel produce 320 Wp y la instalación cuenta con 671 paneles), se verterá a la red más energía que la que se consumirá, por lo que el total a pagar al año calculado anteriormente se convertiría en un ahorro. Es decir, al producir más energía que la contratada, la empresa realizará la siguiente diferencia de dinero y obtendría que el total a pagar por parte del cliente es:

Total a pagar al año (€)

$$= (\text{Potencia contratada al año}$$

$$- \text{Potencia vertida a la red al año}) \cdot 365 \cdot 24 \text{ h} \cdot 0,167838 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

$$\text{Total a pagar al año (€)} = (95,2 \text{ kW} - 214,72 \text{ kW}) \cdot 1470,26088 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Total a pagar al año (€)} = -175.725,58044 \text{ €}$$

Como se puede observar, la cantidad de dinero es negativa, es decir, que el dinero a pagar sería 0 €.

En el año 2008, esta cantidad de dinero se convertiría en ingresos ya que estaba en vigor el RD 661/2007, en el que se establecía una tarifa de inyección a la red de 0,4 €/kWh, dependiendo de la potencia nominal de la instalación. En cambio, debido a que actualmente está en vigor el RDL 1/2012, en el que se suspenden dichos incentivos económicos, esta diferencia sólo supondría un ahorro de dinero.

- **Viabilidad financiera:** se presentan los parámetros financieros resultantes de todo el análisis y que permiten juzgar la viabilidad del proyecto.
 - ✓ **Periodo de recuperación de la inversión:** años necesarios para recuperar la inversión inicial.
 - ✓ **Inversión inicial:** 705.460,96 €.

Al igual que en los casos anteriores, los ingresos obtenidos son los mostrados en la tabla 1. Tal y como se puede observar, al año se obtendría un total de 22.320 €. Para calcular el número de años que se tardaría en recuperar la inversión inicial debe dividirse la inversión entre las ganancias.

$$\frac{705.460,96}{22.320} = 32 \text{ años}$$

2.3.3. Resultados.

Debido a que la instalación tiene una vida útil de 25 años, no se conseguiría recuperar la inversión inicial. La máxima cantidad de dinero que se podría recuperar sería:

$$22.320 \cdot 25 = 558.000 \text{ €}$$

Es decir, que sólo se podría recuperar el 79,08% de la inversión inicial.

En base al estudio económico realizado en cada caso, se realiza una tabla resumen con la inversión y los beneficios correspondientes a cada caso.

	Inversión (€)	Beneficios/pérdidas totales (€) al año	Porcentaje recuperado de la inversión (%) en 25 años
Caso 1	1.890.931,89	22.320	29,
Caso 2	35.900,52	-117.648,83	0
Caso 3	705.460,96	22.320	79,08

Tabla 2. Inversión y beneficios obtenidos para cada caso estudiado.

En base a estos resultados, se puede observar que económicamente saldría más rentable el caso 3, es decir, una instalación fotovoltaica conectada a la red, ya que al no pagar a la compañía eléctrica y recibir beneficios, se consigue recuperar hasta un 79,08% de la inversión inicial.

3. Estudio de impacto ambiental.

El objetivo principal de este estudio es identificar y valorar los efectos que puede tener la elaboración de las instalaciones proyectadas sobre el medio en el que está previsto implantarla, así como sobre las personas, tanto en la fase de ejecución de las obras que se proyectan como en la fase de explotación de la misma.

3.1. Estado del lugar y de sus condiciones ambientales antes de la realización de las obras.

El parking del Aeropuerto Reina Sofía está situado en Granadilla de Abona, lugar cuyas condiciones ambientales son las siguientes:

a) Fauna: El grupo de los vertebrados se halla dominado por las aves, sobresaliendo aquellas ligadas a los hábitats áridos y costeros. En el sector costero del municipio destaca la abundancia de aves migratorias. Entre los reptiles están presentes tres especies endémicas: el lagarto tizón del sur, el perenquén y la lisa.

b) Vegetación: la zona costera se encuentra dominada por el tabaibal dulce, los barrillares, los matorrales de aulaga y salado. A partir de los 100 metros de altitud, la vegetación es más escasa debido a las roturaciones para el cultivo. El paisaje pasa a

estar dominado por el tabaibal amargo y por matorrales de sustitución compuestos por inciensos y vinagreras.

c) Suelo: Al estar en la zona baja de Tenerife, nos encontramos con suelos poco profundos, pedregosos, ricos en minerales y con alto riesgo de erosión, debido a que son zonas con poca vegetación.

d) Hidrología: el parking Aeropuerto Reina Sofía está situado a 2 km de la costa.

e) Calidad de aire: en cuanto a la calidad de aire, se analizarán las condiciones concretas en la zona del aeropuerto. Las emisiones de gases de efecto invernadero como el CO₂ son abundantes en los aeropuertos debido al funcionamiento de los aviones. Además, los retrasos que se producen a lo largo del día llevan un incremento de la congestión en las pistas y, consecuentemente, se incrementan los niveles diarios de contaminación.

f) Clima: Las condiciones climáticas son las derivadas de su situación en la vertiente sur de la isla: destacadas temperaturas y escasas precipitaciones. Las medianías registran un mayor volumen de precipitaciones y la humedad ambiental es asimismo superior a la del área de costa.

3.2. Normativa ambiental de aplicación.

La normativa ambiental aplicable en este caso puede dividirse en diferentes aspectos medioambientales diferenciados a su vez por el origen de la legislación, es decir si es europea, estatal, regional o autonómica. La normativa que afecta en este caso sería:

- Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental. B.O.E. 255 de 24/10/2007 y reglamento de desarrollo, RD 2090/2008.
- Real Decreto 1/2008, por el que se aprueba el reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental.

- Real Decreto 1073/2002 de 18 de octubre sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente.
- Real Decreto 782/1998, de 30 de abril por el que se aprueba el Reglamento para el desarrollo y ejecución de la Ley 11/1997, de 24 de abril, de Envases y Residuos de Envases.
- Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de Enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.
- Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención del Impacto Ecológico.
- Decreto legislativo 1/2000, de 8 de mayo, por el que se aprueba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de Espacios Naturales de Canarias, modificado, entre otras leyes, por Ley 6/2009, de 6 de mayo, de medidas urgentes en materia de ordenación territorial para la dinamización sectorial y la ordenación del turismo.
- Ley 11/1997, de 24 de abril, de Envases y Residuos de Envases.
- Ley 10/1998, de 21 de abril, de gestión de residuos.
- Decreto 153/1993, de 30 de abril, por el que se aprueba el Reglamento de Informe Ambiental.
- Orden del 3 de septiembre de 1998 por la que se aprueba el modelo de ordenanza municipal de protección de medio ambiente contra ruidos y vibraciones.

3.3. Identificación y valoración de impactos.

3.3.1. Caso 1 y caso 3.

Debido a que ambos casos utilizan la energía fotovoltaica para la producción de energía, el impacto ambiental de ambos será el mismo.

La energía solar fotovoltaica es una de las energías más respetuosas con el medio ambiente. Sin embargo, la fabricación de las células fotovoltaicas, el proceso industrial de fabricación de las mismas así como el proceso de fabricación de la estructura de montaje, y la fabricación de las baterías, implican una serie de cargas

ambientales. En la fase de uso, las cargas ambientales son prácticamente despreciables y no implican emisiones de productos tóxicos.

Las acciones que darán lugar a los impactos pueden ser:

-Demoliciones y movimiento de tierras para canalizaciones eléctricas

-Hormigonado.

-Instalación de estructuras soporte de paneles solares, paneles, equipos eléctricos, etc.

-Cableado y conexionado de los equipos.

-Reposiciones de firmes y pavimentos.

Los elementos del medio afectados por las acciones del proyecto a nivel de construcción son:

-Atmósfera.

-Suelos.

-Hidrología.

-Vegetación.

-Fauna.

-Paisaje.

Los impactos que se darán en fase de construcción y en la fase de explotación son los siguientes:

-Impacto sobre la atmósfera.

-Impacto sobre las aguas.

- Afección al suelo.
- Impacto sobre el agua.
- Afección a la vegetación.
- Afección a la fauna.
- Afección paisajística.

Los efectos que tendrá la planta fotovoltaica tanto en la fase de construcción como en la fase de explotación sobre principales factores ambientales son los siguientes:

-Clima: la generación de la energía eléctrica a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezcan al efecto invernadero.

-Suelo: la erosión será mínima en la fase de construcción, no es necesario realizar desmontes, el único momento en el que se erosionará el suelo será a la hora de enterrar el cableado. Por tanto, el efecto de incremento en la erosión se considera muy bajo.

-Aguas superficiales y subterráneas: la contaminación de las aguas es prácticamente improbable ya que el lugar de las obras está situado a una distancia de 2 km del mar.

-Flora y fauna: al eliminarse los tendidos eléctricos, se evitan los posibles efectos perjudiciales para las aves.

-Vegetación: la instalación de los conductores así como el resto de elementos de la instalación afectarán a la vegetación ya que estarán enterrados en el terreno que rodea el parking. Las casetas que deberán instalarse también afectan negativamente a la vegetación. En cambio, el cableado correspondiente a los módulos fotovoltaicos se instalará sobre las marquesinas, por lo que en el caso de este cableado no afectará a la vegetación.

-Paisaje: los paneles solares tienen distintas posibilidades de integración, lo que hace que sean un elemento fácil de integrar y armonizar en diferentes tipos de estructuras, minimizando su impacto visual. El principal efecto sobre el medio físico es el efecto visual, aunque esto se contrarresta con el hecho de que no provocan ruidos ni afectan a la calidad del aire, suelos o hidrología.

Por tanto, la magnitud del impacto sobre el paisaje tendrá el mayor efecto durante el desarrollo de las obras, y al finalizar las mismas sólo quedará un pequeño impacto paisajístico correspondiente a la situación de los módulos fotovoltaicos, que al estar situados sobre las marquesinas será prácticamente nulo. A esta situación ayuda el hecho de que el parking del aeropuerto esté situado en una zona sin urbanizaciones alrededor por lo que el impacto visual puede considerarse de nivel bajo.

-Ruidos: el sistema fotovoltaico es absolutamente silencioso, lo que representa una clara ventaja frente a los generadores de motor. Por otro lado, el inversor trabaja a alta frecuencia no audible por el oído humano.

A la hora de realizar las obras podrán producirse emisiones de polvo debido al movimiento y a la operación de la maquinaria de obra.

3.3.2. Caso 2.

Las acciones que darán lugar a los impactos pueden ser:

-Demoliciones y movimiento de tierras para canalizaciones eléctricas

-Hormigonado.

-Instalación de estructuras soporte de paneles solares, paneles, equipos eléctricos, etc.

-Cableado y conexionado de los equipos.

-Reposiciones de firmes y pavimentos.

Los elementos del medio afectados por las acciones del proyecto a nivel de construcción son:

- Atmósfera.
- Suelos.
- Hidrología.
- Vegetación.
- Fauna.
- Paisaje.

Los impactos que se darán en fase de construcción y en la fase de explotación son los siguientes:

- Impacto sobre la atmósfera.
- Impacto sobre las aguas.
- Afección al suelo.
- Impacto sobre el agua.
- Afección a la vegetación.
- Afección a la fauna.
- Afección paisajística.

Los efectos que tendrá la planta fotovoltaica tanto en la fase de construcción como en la fase de explotación sobre principales factores ambientales son los siguientes:

-Clima: la generación de la energía eléctrica implicará una serie de combustiones, por lo que se producirá polución térmica y emisiones de CO₂, que favorecen al efecto invernadero.

-Suelo: la erosión será mínima en la fase de construcción, no es necesario realizar desmontes, el único momento en el que se erosionará el suelo será a la hora de enterrar el cableado. Por tanto, el efecto de incremento en la erosión se considera muy bajo.

-Aguas superficiales y subterráneas: la contaminación de las aguas es prácticamente improbable ya que el lugar de las obras está situado a una distancia de 2 km del mar.

-Flora y fauna: la repercusión sobre la flora y fauna es media, ya que existirán tendidos eléctricos que podrán producir efectos perjudiciales para las aves.

-Vegetación: Debido a que se instalará una caseta para la instalación de los dispositivos generales de mando y protección, se afectará a la vegetación. Además, todos los conductores irán enterrados, por lo que también se verá perjudicada la vegetación.

A la hora de realizar las obras podrán producirse emisiones de polvo debido al movimiento y a la operación de la maquinaria de obra.

3.4. Residuos que se generan en la construcción de la instalación.

Los residuos que generará la planta serán de dos tipos:

1) Residuos sólidos urbanos, que serán separados en fracciones:

-Orgánicos.

-Envases y plásticos.

-Papel.

-Vidrio.

Estos residuos formarán parte de la recogida selectiva del ayuntamiento de Granadilla de Abona.

2) Residuos de componentes eléctricos y electrónicos que se generen como consecuencia del mantenimiento.

Hay que tener especial cuidado, en el caso de llevar a cabo una instalación con fotovoltaica, con los impactos que se puedan derivar de una mala gestión de los módulos fotovoltaicos una vez agotada su vida útil, implementando estrategias de reciclado y reutilización de los materiales que constituyen el módulo fotovoltaico.

3.5. Emisiones gaseosas.

En este apartado se expondrá la reducción de emisiones gaseosas que implicaría el uso de energías renovables para la producción de electricidad.

El hecho de que la instalación esté explotada con energía solar fotovoltaica implicará una diferencia de 231,5 toneladas de CO₂ al año comparado con las toneladas que produciría la misma si se alimentarán a las estaciones de recarga con la red eléctrica.

Tomando como referencia las emisiones de gases contaminantes que emite la central de Granadilla de Abona se realizará un estudio de la reducción del nivel de emisiones de gases de efecto invernadero que supondría el uso de energía solar fotovoltaica en lugar de utilizar la energía de la central eléctrica.

Con los datos proporcionados por el Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes sobre las emisiones gaseosas de una central de ciclo combinado y sabiendo la energía que produciría al mes la planta solar, se obtiene la cantidad de emisiones que se evitan a la atmósfera realizando esta instalación fotovoltaica. En las tablas 1 y 2 se pueden observar los datos proporcionados por el Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes y las cantidades obtenidas, respectivamente.

	kg/kWh
CO2	0,38
NOX	0,368

Tabla 3. Cantidades de contaminante emitidas a la atmósfera por la central eléctrica de Granadilla de abona.

Mes	Energía producida (kWh)	CO2 que deja de emitirse a la atmósfera (Tm)	NOX que deja de emitirse a la atmósfera (kg)
Enero	50387,4	19,15	18,55
Febrero	48232,8	18,33	17,75
Marzo	58673,7	22,3	21,6
Abril	49896	18,97	18,37
Mayo	48797,1	18,55	17,96
Junio	46413	17,64	17,08
Julio	50805,9	19,31	18,7
Agosto	52982,1	20,14	19,5
Septiembre	50868	19,33	18,72
Octubre	55744,2	21,19	20,52
Noviembre	48033	18,26	17,68
Diciembre	48211,2	18,33	17,75
Total	609044,4	231,5	224,18

Tabla 4. Cantidades de contaminante que dejarían de emitirse si se utiliza energías renovables como fuente de generación de energía.

3.6. Medidas previstas para prevenir, reducir, eliminar o compensar los efectos ambientales negativos significativos.

Como medidas preventivas en la fase de construcción se llevará a cabo lo siguiente:

1. Realizar trabajos de mantenimiento preventivo en la maquinaria de obra con objeto de evitar derrames de elementos tóxicos.
2. Delimitar el ámbito de actuación.

3. Almacenamiento de combustible o aceites necesarios fuera del ámbito delimitado anteriormente.
4. Evitar la realización de las operaciones de limpieza y mantenimiento en obra, realizándose por tanto en lugares convenientemente acondicionados donde los residuos o vertidos generados sean convenientemente gestionados.
5. Implementar un programa de residuos sólidos.
6. Realizar un mantenimiento adecuado de la maquinaria pesada de forma que se reduzcan las emisiones producidas por las mismas.
7. Limpiar el área en la que se ha trabajado una vez finalizada la obra.
8. Colocar silenciadores en las máquinas utilizadas durante la fase de explotación.
9. Reposición de pavimentos de la parcela con materiales idénticos a los existentes antes de la obra, manteniendo las calidades, espesores, etc.
10. Los materiales de hormigón de rechazo, embalajes, así como otros residuos generados durante la fase de construcción tendrán como destino un vertedero de residuos inertes que reúna las condiciones necesarias.

3.7. Conclusión del estudio de impacto ambiental.

La realización de la instalación mediante el uso de energías renovables proporciona una serie de ventajas. La energía solar fotovoltaica es una energía limpia que hace uso de una fuente inagotable como es el Sol. Las instalaciones fotovoltaicas, además de ser respetuosas con el medio ambiente por el hecho de convertir directamente la energía solar en energía eléctrica, son silenciosas, fiables, no generan residuos, no contaminan y evitan la emisión de grandes cantidades de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Además, en el caso de ser una instalación fotovoltaica, será una instalación beneficiosa para el medio ambiente, ya que conseguirá proporcionar la electricidad necesaria evitando la emisión de grandes cantidades de contaminantes atmosféricos.

Por otra parte hay que tener en cuenta que, en el caso de realizar la instalación con energías renovables, desde su construcción hasta su explotación tiene un mínimo impacto en casi todos los ámbitos. La atmósfera no se ve afectada, sino más bien al

contrario, ya que se van a ahorrar toneladas de CO₂ al año que harán el aire más limpio, la erosión será mínima ya que sólo se crearán pequeñas zanjas para el cableado, el agua, la flora y fauna y la vegetación se verán mínimamente afectadas, y el mayor impacto a tener en cuenta será por el paisaje, ya que al ser una gran cantidad de módulos fotovoltaicos pueden tener un gran impacto visual. Aunque por otro lado, el parking del aeropuerto no se encuentra cerca de ningún tipo de urbanización ni lugar habitable por lo que el peor impacto que puede darse se reduce bastante.

Examinados todos y cada uno de los diferentes impactos que pudieran producirse como consecuencia de la ejecución de alguno de los casos de este proyecto, se considera que la opción más viable, desde el punto de vista medio ambiental, es el uso de energías renovables. Mediante el uso de energías renovables, se considera que no se producirán impactos ambientales negativos y sí impactos ambientales positivos.

Además, se considera que la integración de las energías renovables podría ser una opción aceptada por AENA ya que esta empresa tiene un compromiso ambiental de reducir la contaminación por coches, por lo que si se instalan estaciones de recarga se estará fomentando el uso del coche eléctrico.

4. Conclusión del análisis de viabilidad.

Una vez expuestos todos los estudios, se puede concluir este análisis de viabilidad diciendo que la opción más viable es la instalación fotovoltaica conectada a la red.

En el ámbito económico, la inversión inicial asciende a una cantidad de 705.460,96 € y se consigue recuperar en 25 años un 79,08% de la inversión. En base a estos resultados, la instalación no resulta rentable ya que no se consigue recuperar el 100% de la inversión inicial, pero es, entre las tres opciones, la más rentable. Además, se considera que con los avances de las tecnologías y el desarrollo en I+D, en un futuro, los años de vida de este tipo de instalaciones aumentarán, por lo que podría llegar a ser 100% rentable.

En el ámbito ambiental, esta opción es totalmente respetuosa con el medio ambiente ya que se está contribuyendo a la reducción de las emisiones de CO₂. Es decir, al verter a la red la cantidad de potencia que luego se va a contratar, se está evitando que esta potencia tenga que ser generada por la central, la cual emitiría una gran cantidad de CO₂ a la atmósfera.

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA.

**GRADO: INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA.**

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.

**ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES
ELÉCTRICOS.**

AUTORAS:

AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA CAROLINA MONTAÑEZ HERNÁNDEZ.

TUTORA:

MARÍA DE LA PEÑA FABIANI BENDICHO.

**PLIEGO DE CONDICIONES
TÉCNICAS PARA LA
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.**

ÍNDICE.

1. Pliego de Condiciones Técnicas para la instalación fotovoltaica (caso 1 y caso 3).	2
1.1. Objeto.	2
1.2. Condiciones Técnicas.	2
1.2.1. Obras que se contratan.	2
1.2.2. Condiciones generales de ejecución.	3
1.2.3. Admisión, reconocimiento y retirada de materiales.	3
1.2.4. Materiales de las instalaciones.	4
1.3. Normas generales de montaje	14
1.4. Puesta en marcha de la instalación	14

1. Pliego de Condiciones Técnicas para la instalación fotovoltaica (caso 1 y caso 3).

1.1. Objeto.

A lo largo de este apartado de condiciones técnicas se mostrarán las condiciones mínimas que deberá cumplir la instalación fotovoltaica proyectada en cuanto a suministro y montaje, sirviendo de guía para los instaladores y fabricantes de equipos, definiendo especificaciones mínimas que debe cumplir la instalación para asegurar su calidad.

1.2. Condiciones Técnicas.

1.2.1. Obras que se contratan.

Las obras que comprenden la contrata del presente proyecto son las que se especifican en los documentos adjuntos de Memoria, Anexos, Planos y Presupuesto.

En las obras mencionadas, el contratista deberá ejecutar las siguientes labores:

- Todos los transportes necesarios.
- Los suministros de material que se precisen.
- Ejecución de todos los trabajos de montaje de las instalaciones, dejándolas en perfecto estado de funcionamiento.
- Obras complementarias no definidas específicamente y necesarias para la correcta ejecución de las instalaciones proyectadas.
- Medidas de señalización y seguridad necesarias en evitación de cualquier peligro accidente.

1.2.2. Condiciones generales de ejecución.

El contratista estará obligado a facilitar al personal material auxiliar necesario para la perfecta ejecución de las obras.

Las instalaciones se ajustarán a las condiciones establecidas en la Memoria, en los Reglamentos y Normas especificadas anteriormente y, en general, con arreglo a las normas sancionadas por la práctica para la completa y perfecta construcción y montaje, y en particular a las que se dicte la Dirección de Obra.

Todo el equipo debe estar colocado en los espacios asignados en el proyecto y se dejará un espacio razonable de acceso para su entretenimiento y reparación.

El contratista debe verificar el espacio requerido para todo el equipo propuesto, tanto en el caso de que dicho espacio haya sido especificado o no.

Por lo demás, el Director de Obra deberá fijar el orden en que deben llevarse a cabo las obras, y el contratista vendrá obligado a cumplir exactamente lo que disponga sobre este particular.

1.2.3. Admisión, reconocimiento y retirada de materiales.

Todos los materiales empleados serán de primera calidad, desechándose los que a juicio del Director de Obra no lo sean.

Una vez adjudicada la obra definitivamente, y antes de ejecutarse, el contratista presentará al Director Técnico de la Obra los catálogos, cartas, muestras, etcétera, que estén relacionados con la recepción de los distintos materiales.

No podrán emplearse materiales sin que previamente hayan sido aceptados por la Dirección de Obra. Este control no constituye una recepción definitiva, pudiendo ser rechazados por la Dirección Técnica aún después de colocados, si no cumpliesen con las

características y condiciones exigidas en este Pliego de Condiciones, debiendo ser reemplazados por el contratista por otras que cumplan las condiciones exigidas.

En caso de que el contratista no se mostrase conforme con los resultados de ensayo, análisis o pruebas, podrán repetirse las mismas en un laboratorio oficial, siendo de cuenta del contratista si se llega a la conclusión de que los materiales son rechazables, y de cuenta de la Propiedad en caso contrario.

1.2.4. Materiales de las instalaciones.

Se especifican a continuación las condiciones que deben cumplir los distintos materiales empleados en la ejecución del proyecto.

1.2.4.1. Módulos fotovoltaicos.

El módulo fotovoltaico seleccionado ATERSA A-320M GSE deberá satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino y estar cualificado por el CIEMAT, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, y llevarán de forma claramente visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante.

Los paneles solares serán distribuidos en filas tal y como se indica en la memoria, para facilitar la conexión de los mismos en serie o paralelo según proceda. Los módulos solares serán montados sobre la estructura soporte pertinente horizontalmente, fijándolos a ésta mediante la tornillería de la que está prevista la estructura. Una vez fijados se inclinarán en el ángulo seleccionado.

Se comprobará que todos los módulos posean diodos de derivación para evitar posibles averías de las células, y que los marcos laterales sean de aluminio.

Antes de la instalación se comprobará que su potencia máxima y corriente de circuito reales referidas a condiciones estándar de medida deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo y se procederá a una inspección para comprobar que no existe ningún módulo con roturas o manchas.

Se debe dejar espacio entre los grupos de módulos para el posterior mantenimiento y reparación. De lo contrario, para llegar a un módulo deberá desmontar antes “medio” generador.

La estructura de soporte para los módulos solares del generador fotovoltaico estará provista de todos los elementos de sujeción pertinentes para la instalación de los paneles y serán realizados del mismo material que el de la propia estructura.

1.2.4.2. Baterías

Para el montaje de las baterías se tendrá que tener en cuenta:

- Antes de la instalación, habrá que comprobar que no existan daños mecánicos en la batería y apretar con firmeza los terminales.
- El par de apriete recomendado para las conexiones con tornillos: 14,7 a 19,6 Nm.
- Se recomienda la instalación vertical.
- Mantener más de 1 cm de espacio entre las baterías.
- Se colocarán lejos de fuentes de calor.
- Antes de la conexión se limpiarán los terminales.
- Durante la instalación, se deben desconectar todas las cargas.
- Para facilitar las posibles conexiones, se recomienda el montaje directo del terminal del cable al borne de la batería. Por tanto, antes debería quitarse el adaptador del polo de la batería.
- Habrá que conectar la batería con la polaridad correcta. La posición de los polos de la batería puede ser diferente a la de las baterías instaladas con anterioridad.

- El cable negativo se conectará en último lugar.
- Habrá que utilizar aisladores de protección para los terminales de la batería.
- Las baterías en serie o paralelo deben ser de la misma marca, tipo, capacidad y estado de carga. No se deben mezclar las baterías nuevas con las viejas.

La sala de baterías deben gozar de buena ventilación, estar secas y tan frías como sea posible. En la medida de lo posible, la ventilación debe ser natural. En salas pequeñas y armarios deben emplearse ventiladores extractores.

Las puertas de los armarios deberán abrir hacia fuera y los umbrales de la puerta deben tener una altura mínima de 10 cm. Una señal de aviso deberá advertir de los riesgos y prohibir, tanto fumar como cualquier operación con llama libre, y emplear siempre para el alumbrado, interruptores y lámparas especiales para este tipo de instalación, ya que si existe una alta concentración de gas en la cámara, la simple chispa que provoca un interruptor puede ocasionar una explosión.

La instalación de las baterías debe hacerse de modo que se disponga de buen acceso, al menos por un lado, para poder hacer así el control del electrolito y el mantenimiento.

1.2.4.3. Regulador

Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga

permitida. La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1%.

- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ a $-5 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.

Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

Estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM (Condiciones Estándar de Medida).
- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

Deberá estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

Deberá estar etiquetado al menos con la siguiente información: tensión nominal (V), corriente máxima (A), Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie y la polaridad de terminales y conexiones.

El regulador elegido posee un índice de protección IP20, lo cual indica que no está suficientemente protegido frente a elementos atmosféricos adversos como puede ser

lluvia, o partículas de polvo, por tanto se instalará en el interior de una caseta, fuera de humedades excesivas, protegido de la intemperie y sin polvo o suciedad excesiva.

El lugar donde esté alojado deberá estar ventilado para favorecer la refrigeración del equipo y por tanto deberá evitarse la obstrucción de entradas y salidas de ventilación de la caseta.

1.2.4.4. Inversor

El inversor será del tipo adecuado para la conexión a la red de baja tensión y su potencia de entrada será variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador proporcione.

El inversor encargado de la conversión de corriente continua a corriente alterna para la inyección a la red de baja tensión de la potencia producida por el generador fotovoltaico es un dispositivo electrónico sensible que debe estar protegido contra daños externos.

El inversor elegido posee un índice de protección IP20, lo cual indica que no está suficientemente protegido frente a elementos atmosféricos adversos como puede ser lluvia, o partículas de polvo, por tanto se instalará en el interior de un armario, fuera de humedades excesivas, protegido de la intemperie y sin polvo o suciedad excesiva.

El lugar donde esté alojado deberá estar ventilado para favorecer la refrigeración del equipo y por tanto deberá evitarse la obstrucción de entradas y salidas de ventilación del armario.

Se deberá montar el inversor lo más cerca de los módulos posible para ahorrar así cableado de corriente continua. Además, a la hora de su montaje se debe tener en cuenta el procurar una accesibilidad cómoda para el mantenimiento y la reparación.

1.2.4.5. Cajas de empalme y derivación para instalación superficie

Las cajas para instalaciones de superficie estarán plastificadas con PVC fundido en toda su superficie con la protección IP 55, tendrán un cierre hermético con la tapa atornillada y serán y serán dimensiones tales que se adapten holgadamente al tipo de cable o conductor que se emplee.

Estarán provistas de varias entradas troqueladas ciegas en tamaños concéntricos, para poder disponer en la misma entrada agujeros de diferentes diámetros.

La fijación a techo será como mínimo de dos puntos de fijación, se realizará mediante tornillos de acero, para lo cual deberán practicarse taladros en el fondo de las mismas. Deberá utilizarse arandelas de nylon en tornillos para conseguir una buena estanqueidad.

Las conexiones de los conductores se ejecutarán en las cajas y mediante bornes, no pudiendo conectarse más de cuatro hilos en cada borne. Estas bornes irán numeradas y serán del tipo que se especifique en lo demás documentos del proyecto.

La conexión del inversor con el campo de paneles solares y con la red de baja tensión será realizada por el personal técnico cualificado por la importancia y dedicación que esto conlleva.

1.2.4.6. Unión de tubos a cajas.

Se instalarán boquillas protege hilos terminales de plástico o de acero en el extremo de todos los tubos, a su entrega en las cajas de cualquier tipo, cuadros o paneles de la siguiente forma.

Los finales de los tubos tendrán rosca suficiente para colocar una tuerca por fuera de la caja y otra tuerca más la boquilla terminal por el interior de la caja. Se permite usar también boquillas de rosca y dimensiones adecuadas que eviten usar la tuerca en el interior de la caja o panel.

En las cajas para enchufes y mecanismos el tubo irá rígidamente sujeto a la caja con boquilla y tuerca en el interior y tuerca en el exterior.

1.2.4.7. Puesta a tierra

Para conseguir una adecuada puesta a tierra y asegurar con ello unas condiciones mínimas de seguridad, deberá realizarse la instalación de acuerdo con las instrucciones siguientes:

La puesta a tierra se hará a través de picas de acero, recubiertas de cobre, si no se especifica lo contrario en otros documentos del proyecto.

La configuración de las mismas debe ser redonda, de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno, evitando que la pica se doble debido a la fuerza de los golpes.

Todas las picas tendrán un diámetro mínimo de 19 mm y su longitud será de dos metros.

Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuito son muy elevados.

Los conductores que constituyan las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y su sección no podrá ser menor en ningún caso de 16 mm² de sección para las líneas principales a tierra, ni de 35 mm² de sección para las líneas de enlace con tierra si son de cobre.

Los conductores desnudos enterrados en el suelo se considerarán que forman parte del electrodo de puesta a tierra.

Si en una instalación existen tomas de tierra independientes se mantendrá entre los conductores de tierra una separación y aislamiento apropiada a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.

El recorrido de los conductores será lo más corto posible y sin cambios bruscos de dirección. No estarán sometidos a esfuerzos mecánicos y estarán protegidos contra la corrosión y desgaste magnético.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctricamente continua en la que no podrán incluirse ni masa ni elementos metálicos, cualesquiera que sean éstos. Las conexiones a masa y a elementos metálicos, se efectuarán siempre por derivaciones del circuito principal.

Estos conductores tendrán un buen contacto eléctrico, tanto con las partes metálicas y masa como con el electrodo. A estos efectos se dispondrá que las conexiones de los conductores se efectúen con todo cuidado, por medio de piezas de empalme adecuadas, asegurando una buena superficie de contacto de forma que la conexión sea efectiva por medio de tornillos, elementos de compresión, remaches o soldaduras de alto punto de fusión.

Se prohíbe el empleo de soldaduras de bajo punto de fusión, tales como estaño, plata, etc

1.2.4.8. Continuidad del neutro

El conductor neutro no podrá ser interrumpido, salvo que esta interrupción sea realizada por interruptores o seccionadores omnipolares, que actúen sobre el neutro al mismo tiempo que en las fases (corte omnipolar simultáneo), o que establezcan la conexión del neutro antes que las de las fases y desconecten estas antes que el neutro.

1.2.4.9. Interruptores automáticos

Los interruptores automáticos serán del tipo y denominación que se fijan en el proyecto, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta, siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido, lleven impresa la marca de conformidad a Normas UNE y haya sido dada la conformidad por la Dirección Facultativa.

Estos interruptores automáticos podrán utilizarse para la protección de líneas y circuitos. Todos los interruptores automáticos deberán estar provistos de un dispositivo de sujeción a presión para que puedan fijarse rápidamente y de manera segura a un carril normalizado.

Los contactos de los automáticos deberán estar fabricados con material resistente a la fusión.

Todos los tipos de interruptores mencionados deberán haber sido sometidos a las pruebas de tensión, aislamiento, resistencia al calor y demás ensayos, exigidos a esta clase de material en la Norma UNE 20.347. 81.

En caso de que se acepte material no nacional, éste se acompañará de documentación en la que se indique que este tipo de interruptor se ha ensayado de acuerdo con la Norma nacional que corresponde y concuerde con la CEE 19.

1.2.4.10. Interruptores diferenciales

Los interruptores diferenciales serán del tipo y denominación que se fijen en el Proyecto, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta, siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido, cumplan la Norma UNE 20.383, lleven impresa la marca de conformidad a Norma UNE y haya sido dada la conformidad por la Dirección Facultativa.

Estos interruptores de protección tienen como misión evitar las corrientes de derivación a tierra que puedan ser peligrosas, y que debe ser independiente de la protección magnetotérmica de circuitos y aparatos.

Reaccionarán con toda la intensidad de derivación a tierra que alcance o supere el valor de la sensibilidad del interruptor.

La capacidad de maniobra debe garantizar que se produzca una desconexión perfecta en caso de cortocircuito y simultánea derivación a tierra.

Por él deberán pasar todos los conductores que sirvan de alimentación a los aparatos receptores, incluso el neutro.

1.2.4.11. Cortacircuitos fusibles.

Todos los cortacircuitos fusibles estarán contruidos para tensiones de 250, 500 o 750 v. La intensidad nominal del fusible será aquella que normalmente circula por el circuito en carga.

Todo este material se ajustará a las pruebas de tensión, aislamiento, resistencia al calor, fusión y cortacircuitos exigido a esta clase de material en la norma UNE, especialmente los número 20.520-76; 21.095, 21.103.

Los zócalos serán de material aislante resistente a la humedad y de resistencia mecánica adecuada, no debiendo sufrir deterioro por la temperatura a que dé lugar su funcionamiento en las máximas condiciones posibles admitidas.

En el zócalo irán grabados en forma bien visible la tensión y la intensidad nominales y la marca del fabricante.

Los orificios de entrada de conductores deberán tener el tamaño suficiente para que pueda introducirse fácilmente el conductor con la envoltura de protección. Los contactos deben ser amplios y resistir sin calentamiento anormal las temperaturas que ocasionan las sobrecargas.

Las conexiones entre partes conductoras de corriente deben efectuarse de modo que no puedan aflojarse por el calentamiento natural del servicio, ni por la alteración de las materias aislantes.

Las cubiertas o tapas deben ser tales que eviten por completo la proyección del metal en caso de fusión y eviten en servicio normal que puedan ser accesibles las partes en tensión.

Las distancias mínimas entre partes bajo tensión o entre estas y tierra serán las fijadas por las reglamentaciones vigentes.

Los cartuchos fusibles deberán estar contruidos de forma que no puedan ser abiertos sin herramientas y sin provocar desperfectos y los de hasta 60 A estarán contruidos de forma que sea imposible el reemplazo de un fusible de intensidad dada por otro de intensidad superior a la nominal de los zócalos.

1.3. Normas generales de montaje

Las instalaciones se realizarán siguiendo las prácticas normales para obtener un buen funcionamiento, por lo que se respetarán las especificaciones e instrucciones de las empresas suministradoras.

El montaje de la instalación se realizará ajustándose a las indicaciones y planos del proyecto.

Cuando en la obra sea necesario hacer modificaciones en estos planos o condiciones previstas o sustituir por otros los aparatos aprobados, se solicitará permiso a la Dirección Facultativa.

En todos los equipos se dispondrán las protecciones pertinentes para evitar accidentes. En aquellas partes móviles de las máquinas y motores se dispondrán envoltentes o rejillas metálicas de protección.

Durante el proceso de instalación se protegerán debidamente todos los aparatos, colocándose tapones o cubiertas en las tuberías que vayan a quedar abiertas durante algún tiempo.

Una vez finalizado el montaje se procederá a la limpieza total de los tubos tanto exterior como interiormente.

1.4. Puesta en marcha de la instalación

La instalación eléctrica se entenderá terminada cuando se haya puesto en marcha y probado en cargo real, es decir, alimentando los equipos mecánicos de

alumbrado, maquinaria y otros dispositivos proyectados. Esta condición incluye específicamente el realizar las pruebas de puesta en marcha por vez primera no solo del alumbrado y equipos de responsabilidad y suministro 100% del instalador electricista, sino también de los motores y equipos de otros instaladores que precisen energía de la red eléctrica. En tales equipos la puesta en marcha se hará conjuntamente con los instaladores, sin cargo alguno para la propiedad de la obra, hasta dejar los equipos funcionando satisfactoriamente con los fusibles y relés ajustados correctamente y las luces de señalización e indicadores mecánicos en orden.

**PLIEGO DE CONDICIONES
TÉCNICAS PARA LA
INSTALACIÓN ELÉCTRICA.**

ÍNDICE.

1. Pliego de Condiciones Técnicas para la instalación eléctrica (caso 2).	2
1.1. Objeto.	2
1.2. Condiciones técnicas.	2
1.2.1. Obras que se contratan.	2
1.2.2. Condiciones generales de ejecución.	2
1.2.3. Admisión, reconocimiento y retirada de materiales.	3
1.2.4. Materiales de las instalaciones.	4
1.3. Normas generales de montaje.	12
1.4. Acabado y remates finales.	12
1.5. Puesta en marcha de la instalación.	13

1. Pliego de Condiciones Técnicas para la instalación eléctrica (caso 2).

1.1. Objeto.

El objeto del presente Pliego de Condiciones Técnicas es fijar las características exigibles a los materiales especificados en el Proyecto, así como su forma de montaje.

1.2. Condiciones técnicas.

1.2.1. Obras que se contratan.

Las obras que comprenden la Contrata del presente Proyecto son las que se especifican en los documentos adjuntos de Memoria, Anexos, Planos y Presupuesto.

En las obras mencionadas, el Contratista deberá ejecutar las siguientes labores:

- Todos los transportes necesarios.
- Los suministros de material que se precisen.
- Ejecución de todos los trabajos de montaje de las instalaciones, dejándolas en perfecto estado de funcionamiento.
- Obras complementarias no definidas específicamente, y necesarias para la correcta ejecución de las instalaciones proyectadas.
- Medidas de señalización y seguridad necesarias en evitación de cualquier peligro accidente.

1.2.2. Condiciones generales de ejecución.

Las características técnicas de los materiales y equipos constitutivos de la instalación, serán los especificados en los documentos del proyecto.

Las instalaciones se ajustarán a las condiciones establecidas en la Memoria, en los Reglamentos y Normas especificadas anteriormente y, en general, con arreglo a las normas sancionadas por la práctica para la completa y perfecta construcción y montaje, y en particular a las que se dicte la Dirección de Obra.

Los materiales y equipos a instalar serán todos nuevos, no pudiéndose utilizar elementos recuperados de otra instalación salvo que dicha reutilización haya sido prevista en el proyecto. El instalador presentará a requerimiento de la Dirección técnica si así se le exigiese, albaranes de entrega de los elementos que aquella estime oportuno.

Si en los documentos del proyecto se especifica marca y modelo de un elemento determinado, el instalador estará obligado al suministro y montaje de éste, no admitiéndose un producto similar de otro fabricante sin la aceptación previa de la Dirección Técnica.

Cualquier accesorio o complemento que no se haya indicado en estos documentos al especificar materiales o equipos, pero que sea necesario a juicio de la Dirección Técnica para el funcionamiento correcto de la instalación, será suministrado y montado por el instalador sin coste adicional alguno para la propiedad, interpretándose que su importe se encuentra comprendido proporcionalmente en los precios unitarios de los demás elementos.

Todo el equipo debe estar colocado en los espacios asignados en el proyecto y se dejará un espacio razonable de acceso para su mantenimiento y reparación.

1.2.3. Admisión, reconocimiento y retirada de materiales.

Todos los materiales empleados serán de primera calidad, desechándose los que a juicio del Director de Obra no lo sean.

Una vez adjudicada la obra definitivamente, y antes de ejecutarse, el Contratista presentará al Director Técnico de la Obra los catálogos, cartas, muestras, etcétera, que estén relacionados con la recepción de los distintos materiales.

No podrán emplearse materiales sin que previamente hayan sido aceptados por la Dirección de Obra. Este control no constituye recepción definitiva, pudiendo ser rechazados por la Dirección Técnica aún después de colocados, si no cumplieren con las características y condiciones exigidas en este Pliego de Condiciones, debiendo ser reemplazados por el contratista por otros que cumplan las condiciones exigidas.

En caso de que el Contratista no se mostrase conforme con los resultados del ensayo, análisis o pruebas, podrán repetirse las mismas en un Laboratorio Oficial, siendo de cuenta del Contratista si se llega a la conclusión de que los materiales son rechazables, y de cuenta de la Propiedad en caso contrario.

1.2.4. Materiales de las instalaciones.

Se especifican a continuación las condiciones que deben cumplir los distintos materiales empleados en la ejecución del Proyecto.

1.2.4.1. Cuadros.

Los cuadros, salvo que explícitamente se especificase otra cosa en otro de los documentos de este proyecto, tendrán un espesor de 2 o 2,5 mm. Estos cuadros serán de chapa de acero barnizado, que dispondrá de puerta de cristal curvo templado de seguridad en la cual se situarán los elementos de mando. Siempre que sea posible y no se indique lo contrario en proyecto, serán accesibles por su parte delantera y dispondrán de llave y cerradura. Tendrán junta de estanqueidad de neopreno y su protección mínima según UNE 20.324 será de IP-55.

El cableado se realizará ordenadamente con recorridos claros, de tal forma, que sean fácilmente identificables los circuitos. Todo el cable irá señalizado en sus dos extremos. El cableado de unión entre los aparatos de puertas y los situados en bastidor se realizará de tal forma que pueda abrirse el cuadro fácilmente y sin deterioro de los cables de unión. La puerta del cuadro irá conectada a la tierra de este mediante malla de cobre.

Las conexiones se realizarán mediante bloques de bornes. Las piezas bajo tensión desnudas estarán separadas entre sí y con respecto a las paredes por una distancia no inferior a 1,5 cm. Las entradas de canalizaciones al cuadro estarán perfectamente selladas y de ser metálicas tendrán las aristas matadas y aisladas para evitar dañar el aislamiento de los conductores.

Estarán etiquetados todos los interruptores, indicando la función de cada uno de ellos, así como todos los aparatos de señalización o medida, de tal manera que se tenga una identificación clara de sus funciones.

Todos los cuadros llevaran en la parte interior de la puerta una bolsa para la colocación del esquema y aquellos que tengan una dimensión superior a 50 cm. o dispongan de más de dos interruptores diferenciales llevarán marcado en el frontal el esquema sinóptico de la instalación.

Todos los conductores que entran o salen del cuadro estarán señalizados con la misma indicación del borne a la que están conectados y formarán en su unión a ésta un bucle que facilitará la medida del consumo.

1.2.4.2. Puesta a tierra.

Para conseguir una adecuada puesta a tierra y asegurar con ello unas condiciones mínimas de seguridad, deberá realizarse la instalación de acuerdo con las instrucciones siguientes:

La puesta a tierra se hará a través de picas de acero, recubiertas de cobre, si no se especifica lo contrario en otros documentos del proyecto.

La configuración de las mismas debe ser redonda, de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno, evitando que la pica se doble debido a la fuerza de los golpes.

Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta,

teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuito son muy elevados.

Los conductores que constituyan las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y su sección no podrá ser menor en ningún caso de 16 mm² de sección para las líneas principales a tierra, ni de 35 mm² de sección para las líneas de enlace con tierra si son de cobre.

Los conductores desnudos enterrados en el suelo se considerarán que forman parte del electrodo de puesta a tierra.

Si en una instalación existen tomas de tierra independientes se mantendrá entre los conductores de tierra una separación y aislamiento apropiada a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta. El recorrido de los conductores será lo más corto posible y sin cambios bruscos de dirección. No estarán sometidos a esfuerzos mecánicos y estarán protegidos contra la corrosión y desgaste magnético.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctricamente continua en la que no podrán incluirse ni masa ni elementos metálicos, cualesquiera que sean éstos. Las conexiones a masa y a elementos metálicos, se efectuarán siempre por derivaciones del circuito principal.

Estos conductores tendrán un buen contacto eléctrico, tanto con las partes metálicas y masa como con el electrodo. A estos efectos se dispondrá que las conexiones de los conductores se efectúen con todo cuidado, por medio de piezas de empalme adecuadas, asegurando una buena superficie de contacto de forma que la conexión sea efectiva por medio de tornillos, elementos de compresión, remaches o soldaduras de alto punto de fusión.

Se prohíbe el empleo de soldaduras de bajo punto de fusión, tales como estaño, plata, etc.

1.2.4.3. Conexiones equipotenciales.

Se realizará una conexión equipotencial entre las canalizaciones metálicas existentes y demás elementos conductores accesibles.

1.2.4.4. Continuidad del neutro.

El conductor neutro no podrá ser interrumpido, salvo que esta interrupción sea realizada por interruptores o seccionadores omnipolares, que actúen sobre el neutro al mismo tiempo que en las fases (corte omnipolar simultáneo), o que establezcan la conexión del neutro antes que las de las fases y desconecten estas antes que el neutro.

1.2.4.5. Interruptores automáticos.

Los interruptores automáticos serán del tipo y denominación que se fijan en el proyecto, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta, siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido, lleven impresa la marca de conformidad a Normas UNE y haya sido dada la conformidad por la Dirección Facultativa.

Estos interruptores automáticos podrán utilizarse para la protección de líneas y circuitos. Todos los interruptores automáticos deberán estar provistos de un dispositivo de sujeción a presión para que puedan fijarse rápidamente y de manera segura a un carril normalizado.

Los contactos de los automáticos deberán estar fabricados con material resistente a la fusión.

Todos los tipos de interruptores mencionados deberán haber sido sometidos a las pruebas de tensión, aislamiento, resistencia al calor y demás ensayos, exigidos a esta clase de material en la norma correspondiente.

En caso de que se acepte material no nacional, éste se acompañará de documentación en la que se indique que este tipo de interruptor se ha ensayado de acuerdo con la Norma nacional que corresponde y concuerde con la CEE 19.

1.2.4.6. Interruptores diferenciales.

Los interruptores diferenciales serán del tipo y denominación que se fijen en el Proyecto, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta, siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido, cumplan la Norma UNE, lleven impresa la marca de conformidad a Norma UNE y haya sido dada la conformidad por la Dirección Facultativa.

Estos interruptores de protección tienen como misión evitar las corrientes de derivación a tierra que puedan ser peligrosas, y que debe ser independiente de la protección magnetotérmica de circuitos y aparatos.

Reaccionarán con toda la intensidad de derivación a tierra que alcance o supere el valor de la sensibilidad del interruptor.

La capacidad de maniobra debe garantizar que se produzca una desconexión perfecta en caso de cortocircuito y simultánea derivación a tierra. Por él deberán pasar todos los conductores que sirvan de alimentación a los aparatos receptores, incluso el neutro.

1.2.4.7. Cajas de empalme y derivación

Las cajas para instalaciones de superficie estarán plastificadas con PVC fundido en toda su superficie con la protección IP 55, tendrán un cierre hermético con la tapa atornillada y serán dimensiones tales que se adapten holgadamente al tipo de cable o conductor que se emplee. Estarán provistas de varias entradas troqueladas ciegas en tamaños concéntricos, para poder disponer en la misma entrada de agujeros de diferentes diámetros.

La fijación al techo será como mínimo de dos puntos de fijación, se realizará mediante tornillos de acero, para lo cual deberán practicársele taladros en el fondo de las mismas. Deberá utilizarse arandelas de nylon en tornillos para conseguir una buena estanqueidad.

Las conexiones de los conductores se ejecutarán en las cajas y mediante bornas, no pudiendo conectarse más de cuatro hilos en cada borna. Estas bornas irán numeradas y serán del tipo que se especifique en lo demás documentos del proyecto.

1.2.4.8. Conductores eléctricos.

Todos los conductores se conectarán por medio de terminales o punteras adecuados a la sección y tipo tanto del cable como del borne a conectar, de forma que quede asegurada una conexión perfecta, y la temperatura de la conexión nunca supere a la de trabajo del mismo cable en funcionamiento.

Se respetarán los radios de curvatura máximos recomendados por el fabricante del cable, y se evitará cualquier esfuerzo mecánico que lo pueda dañar.

a) Cables de tensión nominal 0,6/1 kV: los conductores deberán estar constituidos según la norma UNE 21.022 y serán salvo que se exprese lo contrario de cobre recocido. Las características físicas, mecánicas y eléctricas del material deberán satisfacer lo previsto en las normas UNE 21.011 y 21.014, así como las normas sobre la rápida extinción de la llama: UNE 20-432-1, IEC 332-1, CEI-20-35, NF-C32070-C2, B5 4066-1, ME 0472-D, y de no propagación del incendio IEEE 383-74.

Los aislamientos serán de una mezcla de polietileno reticulado del tipo XLPE según designación de la norma UNE 21.123.

Siempre que los elementos de la instalación lo permitan se efectuarán las conexiones con terminales de presión y fundas termorretráctiles. En cualquier caso, se retirará la envoltura imprescindible para realizar el acoplamiento a terminales o bornas de conexión. No se admitirán conexiones donde el conductor sobresalga de la borna o terminal.

Las derivaciones se realizarán siempre mediante bornas o kits. No se permitirán empalmes realizados por torsión de un conductor sobre todo.

Los cables se fijarán a los soportes mediante bridas, abrazaderas o collares de forma que no se perjudique a las cubiertas de los mismos. La distancia entre dos puntos de fijación consecutivos no excederá de 0,40 metros para conductores sin armar, y 0,75 metros para conductores armados.

Cuando por las características del tendido sea preciso instalarlos en línea curva, el radio de curvatura será como mínimo el siguiente:

- Diámetro exterior < 25 mm 4 veces el diámetro.
- Diámetro exterior 25 a 50 mm 5 veces el diámetro.
- Diámetro exterior > 50 mm 6 veces el diámetro.

Cuando en una bandeja se agrupen varios cables, cada uno irá identificado mediante un rótulo en que se exprese su código de identificación que necesariamente deberá coincidir con el que aparezca en los documentos del proyecto. El rótulo será en letras y/o números indelebles e irá en un tarjetero firmemente sujeto al cable, cada 3 metros y en todas las cajas de derivación o empalme.

1.2.4.9. Canalizaciones.

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas paralelas a las verticales y horizontales que limitan el local donde se efectúa la instalación.

Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección. Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocados y fijados éstos y sus accesorios.

El número de curvas en ángulo recto situadas entre dos registros consecutivos no será superior a tres.

Todo el material auxiliar, codos, mangueras de conexión y derivación, etc. que utilicen las instalaciones con tubo rígido tendrán las mismas características exigidas

para los tubos. Las roscas estarán perfectamente acabadas y la unión se hará sin utilizar estopa, sino sello ardiente, asegurando la completa estanqueidad de toda la instalación.

1.2.4.10. Cortacircuitos fusibles.

Todos los cortacircuitos fusibles estarán contruidos para tensiones de 250, 500 o 750 v. La intensidad nominal del fusible será aquella que normalmente circula por el circuito en carga.

Todo este material se ajustará a las pruebas de tensión, aislamiento, resistencia al calor, fusión y cortacircuitos exigido a esta clase de material en la norma UNE.

Los orificios de entrada de conductores deberán tener el tamaño suficiente para que pueda introducirse fácilmente el conductor con la envoltura de protección. Los contactos deben ser amplios y resistir sin calentamiento anormal las temperaturas que ocasionan las sobrecargas.

Las conexiones entre partes conductoras de corriente deben efectuarse de modo que no puedan aflojarse por el calentamiento natural del servicio, ni por la alteración de las materias aislantes.

Las cubiertas o tapas deben ser tales que eviten por completo la proyección del metal en caso de fusión y eviten en servicio normal que puedan ser accesibles las partes en tensión.

Las distancias mínimas entre partes bajo tensión o entre estas y tierra serán las fijadas por las reglamentaciones vigentes.

Los cartuchos fusibles deberán estar contruidos de forma que no puedan ser abiertos sin herramientas y sin provocar desperfectos y los de hasta 60 A estarán contruidos de forma que sea imposible el reemplazo de un fusible de intensidad dada por otro de intensidad superior a la nominal de los zócalos.

1.3. Normas generales de montaje.

Las instalaciones se realizarán siguiendo las prácticas normales para obtener un buen funcionamiento, por lo que se respetarán las especificaciones e instrucciones de las empresas suministradoras.

El montaje de la instalación se realizará ajustándose a las indicaciones y planos del proyecto.

Cuando en la obra sea necesario hacer modificaciones en estos planos o condiciones previstas o sustituir por otros los aparatos aprobados, se solicitará permiso a la Dirección Facultativa.

En todos los equipos se dispondrán las protecciones pertinentes para evitar accidentes. En aquellas partes móviles de las máquinas y motores se dispondrán envolventes o rejillas metálicas de protección.

Durante el proceso de instalación se protegerán debidamente todos los aparatos, colocándose tapones o cubiertas en las tuberías que vayan a quedar abiertas durante algún tiempo.

Una vez finalizado el montaje se procederá a la limpieza total de los tubos tanto exterior como interiormente.

1.4. Acabado y remates finales.

El instalador efectuará a su cargo todos los remates finales para la perfecta terminación de la instalación eléctrica según pliego de condiciones y juicio de la Dirección, comprendiendo este trabajo en general:

- La reconstrucción total o parcial de máquinas o elementos deteriorados durante el montaje.
- Limpieza total o pintura de canalizaciones, luces, cuadros, controles, etc.

- Evacuación de restos de embalajes, equipo y accesorios utilizados durante la instalación.
- Protección contra posibles oxidaciones en puntos críticos.
- Letreros indicadores, placas, planos de obra ejecutada y demás elementos aclaratorios de funcionamiento.
- Ajuste de relés y automatismo en general.
- Letreros, placas y demás elementos aclaratorios de funcionamiento.

1.5. Puesta en marcha de la instalación.

La instalación eléctrica se entenderá terminada cuando se haya puesto en marcha y probado en cargo real, es decir:

- Prueba con las potencias demandadas calculadas, de las instalaciones de fuerza.
- Prueba del correcto funcionamiento de todas las luminarias.
- Prueba de existencia de tensión en todas las bases de enchufe y tomas de corriente.
- Prueba del correcto funcionamiento de todos los receptores conectados a la instalación de fuerza.
- Medida de la resistencia de aislamiento de los tramos de instalación que se considere oportuno.
- Medida de la resistencia a tierra en los puntos que se considere oportuno.

En todo caso, las pruebas reseñadas deberán realizarse en presencia de la Dirección Técnica y siguiendo sus instrucciones. Para ello el Instalador deberá disponer el personal, medios auxiliares y aparatos de medida precisos.

Será competencia exclusiva de la Dirección técnica determinar si el funcionamiento de la instalación o las mediciones de resistencia son correctos y conformes a lo exigido en este Pliego de Condiciones y las reglamentaciones vigentes, entendiéndose que en caso de considerarlos incorrectos el Instalador queda obligado a subsanar las deficiencias sin cargo adicional alguno para la propiedad.

Pliego de Condiciones Técnicas para la instalación eléctrica.

Ainoha Cruz Marrero y Ana C. Montañez Hernández

NOTA: Para las instalaciones conectadas a red se deberá tener en cuenta tanto el pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas como el pliego de condiciones técnicas para instalaciones eléctricas.

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA.

**GRADO: INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA.**

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

**ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES
ELÉCTRICOS.**

AUTORAS:

AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA CAROLINA MONTAÑEZ HERNÁNDEZ.

TUTORA:

MARÍA DE LA PEÑA FABIANI BENDICHO.

**ESTUDIO BÁSICO DE
SEGURIDAD Y SALUD PARA LA
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.**

ÍNDICE.

1. Estudio básico de seguridad y salud para la instalación con fotovoltaica (caso 1 y caso 3).	3
1.1. Objeto.	3
1.2. Datos de la obra.....	3
1.3. Justificación del estudio básico de seguridad y salud.	4
1.4. Actividades a desarrollar durante el proceso constructivo.	4
1.5. Recursos considerados.....	4
1.5.1. Materiales.....	4
1.5.2. Energía y fluidos.....	4
1.5.3. Mano de obra.....	5
1.5.4. Herramientas.	5
1.6. Identificación y valoración de riesgos.....	5
1.7. Normas generales de seguridad y salud. Disposiciones mínimas.	10
1.7.1. Consideraciones generales aplicables durante la ejecución de la obra.....	10
1.7.2. Disposiciones mínimas de seguridad y salud a aplicar en las obras.....	10
1.7.3. Normas específicas de actuación preventiva.....	12
1.7.4. Normas de actuación preventiva	13
1.7.5. Medios de protección personal.....	14

1.8. Medios auxiliares y otras normas de seguridad	14
1.8.1. Escaleras de mano	14
1.8.2. Manejo de herramientas manuales	16
1.8.3. Manejo de herramientas punzantes.....	17
1.8.4. Manejo de herramientas de percusión	18
1.8.5. Manejo de cargas sin medios mecánicos	18
1.8.6. Máquinas eléctricas portátiles	20
1.8.7. Andamios de Borriqueta	20
1.9. Protecciones y resguardos de máquinas	22

1. Estudio básico de seguridad y salud para la instalación con fotovoltaica (caso 1 y caso 3).

En este proyecto, debido a su presupuesto, debería realizarse un estudio de seguridad y salud, pero como se trata de un proyecto educativo se realizará un estudio básico de seguridad y salud.

El documento establecerá las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras que se realizarán.

1.1. Objeto.

El objeto del estudio básico de seguridad y salud es determinar las normas de seguridad y salud aplicables en la obra.

Además, en el documento:

- Se identificarán los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias.
- Se hará una relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas para controlar y reducir riesgos valorando su eficacia.

1.2. Datos de la obra.

La obra a realizar es una instalación fotovoltaica para la recarga de vehículos eléctricos en el parking del Aeropuerto Reina Sofía, Granadilla de Abona 38610, Santa Cruz de Tenerife.

1.3. Justificación del estudio básico de seguridad y salud.

El plazo de ejecución de las obras lo fijará la propiedad de la obra, y en ningún momento estarán empleándose más de 20 trabajadores simultáneamente.

La mano de obra estimada, es decir, la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores de la obra, dependerá del plazo de ejecución de las obras.

Tal y como se ha especificado, al tratarse de un proyecto educativo, se realizará un estudio básico de seguridad y salud, teniendo en cuenta que se supera el presupuesto de 450.000 €, y que si se superara el máximo de 500 en cuanto a la estimación mano de obra debería realizarse un estudio de seguridad y salud.

1.4. Actividades a desarrollar durante el proceso constructivo.

La actividad que se desarrollará durante la obra será el montaje de la instalación fotovoltaica, lo que conlleva a que se hará un conjunto de trabajos de construcción relativos a premontaje, transporte, montaje, puesta en obra y ajuste de elementos para la colocación de los elementos fotovoltaicos necesario.

1.5. Recursos considerados.

1.5.1. Materiales.

Cables, mangueras eléctricas, tubos de conducción, regletas, anclajes, apartamenta, cuadros, bandejas, módulos fotovoltaicos, inversores, reguladores, baterías, soportes, grapas, abrazaderas, tornillería, etc.

1.5.2. Energía y fluidos.

Electricidad y esfuerzo humano.

1.5.3. Mano de obra.

Tiene que haber un técnico responsable a pie de obra, que será el responsable de que se cumplan las normas en la obra, un mando intermedio, oficiales electricistas y peones electricistas.

1.5.4. Herramientas.

- Herramientas eléctricas portátiles: radial, taladradora, martillo picador eléctrico, multímetro.
- Herramientas de mano: cuchilla, tijera, destornilladores, martillos, pelacables, cizalla cortacables, caja de herramientas dieléctricas homologadas, reglas, nivel, etc.
- Medios auxiliares: andamios, banqueta aislante, alfombra aislante, lona aislante de apantallamiento, puntales, cuerdas, escaleras de mano, señales de seguridad, balizas de advertencia de señalización de riesgos.

1.6. Identificación y valoración de riesgos.

Se deben identificar los factores de riesgo, los riesgos de accidente de trabajo y/o enfermedad profesional derivados de los mismos, procediendo a su posterior evaluación, de manera que sirva de base a la posterior planificación de la acción preventiva a la cual se determinarán las medidas y acciones necesarias para su corrección.

La metodología utilizada en el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud consiste en identificar el factor de riesgo y asociarle los riesgos derivados de su presencia.

Para la identificación de los riesgos se utilizará la lista de “Riesgos de accidente y enfermedad profesional”, basada en la clasificación oficial de formas de accidente y en el cuadro de enfermedades profesionales de la Seguridad Social.

Se relacionará la probabilidad de que se produzca el daño con la severidad de las consecuencias del mismo. Se establecerán cinco niveles de grado de riesgo con las diferentes combinaciones de la relación entre severidad y probabilidad. Los niveles de riesgo serán los siguientes:

GRADO DE RIESGO		SEVERIDAD		
PROBABILIDAD		Alta	Media	Baja
	Alta	<i>Muy alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Moderado</i>
	Media	<i>Alto</i>	<i>Moderado</i>	<i>Bajo</i>
	Baja	<i>Moderado</i>	<i>Bajo</i>	<i>Muy bajo</i>

La probabilidad de que se produzca el daño se valora teniendo en cuenta las medidas de prevención que existen y si son adecuadas. La severidad se valora en base a las más probables consecuencias de accidente o enfermedad profesional.

La clasificación utilizada significará lo siguiente:

Alta: cuando la frecuencia estimada del daño es elevada.

Media: cuando la frecuencia posible estimada es ocasional.

Baja: cuando es difícil que pueda suceder el daño.

N/P: no procede en el presente proyecto debido a la actividad.

Así, se procede a la clasificación e identificación de los riesgos. Los riesgos que pueden darse durante el montaje de la instalación eléctrica son:

RIESGOS	Probabilidad				Severidad			Evaluación
	A	M	B	N/P	A	M	B	Grado riesgo
Caídas al mismo nivel		X				X		Medio
Caídas a distinto nivel	X				X			Muy alta
Caídas de objetos por desplome o derrumbe			X		X			Medio

Caídas de objetos en manipulación		X				X	Bajo
Caídas de objetos desprendidos	X				X		Muy alta
Pisadas sobre objetos		X				X	Bajo
Choque contra objetos inmóviles		X				X	Bajo
Choque contra objetos móviles			X		X		Bajo
Golpes por objetos y herramientas		X				X	Bajo
Proyección de fragmentos o partículas			X		X		Bajo
Atrapamiento por vuelco de máquinas, tractores o vehículos			X		X		Medio
Atrapamiento por o entre objetos			X		X		Medio
Sobreesfuerzos		X			X		Medio
Exposición a temperaturas ambientales extremas		X			X		Medio
Contactos térmicos				X			No procede
Exposición a contactos eléctricos			X		X		Muy alto
Exposición a sustancias nocivas				X			No procede
Contactos sustancias cáusticas y/o corrosivas				X			No procede
Exposición a radiaciones				X			No procede
Explosiones				X			No procede
Incendios				X			No procede
Atropello o golpes con vehículos	X					X	Alta
E.P producida por agentes químicos				X			No procede
E.P infecciosa o parasitaria				X			No procede
E.P producida por agentes físicos		X				X	Moderado

Una vez identificados y valorados los riesgos, es necesario estudiar las medidas de control necesarias para la prevención de dichos riesgos. Se necesita valorar para qué riesgos se necesita formar e informar a los trabajadores, cuál necesita normas de trabajo para prevenirlos, y qué riesgos pueden controlarse o no.

RIESGOS	Medidas de control.	Formación e información	Normas de trabajo.	Riesgo controlado.
----------------	----------------------------	--------------------------------	---------------------------	---------------------------

Caída de personas a distinto nivel	Protecciones colectivas y E.P.I	X	X	Si
Caídas de personas al mismo nivel	Orden y limpieza	X	X	Si
Caídas de objetos por desplome o derrumbamiento	Protecciones colectivas	X	X	Si
Caídas de objetos en manipulación	E.P.I	X	X	Si
Caídas de objetos desprendidos	Protección colectiva	X	X	Si
Pisadas sobre objetos	Orden y limpieza	X	X	Si
Choque contra objetos inmóviles	E.P.I	X	X	Si
Choque contra objetos móviles	Protecciones colectivas	X	X	Si
Golpes por objetos y herramientas	E.P.I	X	X	Si
Proyección de fragmentos o partículas	Gafas o pantallas de seguridad (E.P.I)	X	X	Si
Atrapamiento por o entre objetos	Correcta señalización	X	X	Si
Atrapamiento por vuelco de máquinas	Manejo correcto	X	X	Si
Sobreesfuerzos	Limitación de pesos y levantamiento o correcto	X	X	Si
Exposición a temperaturas	E.P.I	X	X	Si

ambientales extremas				
Contactos térmicos				No
Exposición a contactos eléctricos	Cumplimiento del R.E.B.T y uso de E.P.I	X	X	Si
Exposición a sustancias nocivas				No
Contactos sustancias cáusticas y/o corrosivas				No
Exposición a radiaciones				No
Explosiones				No
Incendios				No
Atropello o golpes con vehículos	Normas de circulación y pasillo de seguridad	X	X	Si
E.P producida por agentes químicos				No
E.P infecciosa o parasitaria				No
E.P producida por agentes físicos	E.P.I	X	X	Si

En cuanto a E.P.I, se refiere a los equipos de protección individual de cada trabajador, tales como cascos de seguridad, protectores auditivos, gafas, guantes, botas, etc. Todos estos equipos deben estar homologados y funcionar perfectamente para la función específica que se vaya a llevar a cabo con ellos.

Los equipos de protección colectiva estarán dispuestos de acuerdo al R.D. 485/1997 e 14 de Abril sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

1.7. Normas generales de seguridad y salud. Disposiciones mínimas.

1.7.1. Consideraciones generales aplicables durante la ejecución de la obra.

- Mantenimiento de la obra en buenas condiciones de orden y limpieza.
- Correcta elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- Manipulación adecuada de los distintos materiales y utilización de los medios auxiliares.
- Mantenimiento, control previo a la puesta en marcha y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- Delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas.
- Recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- Almacenamiento y eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- Adaptación, en función de la evolución de la obra, del período efectivo que habrá que dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- Cooperación entre contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.

1.7.2. Disposiciones mínimas de seguridad y salud a aplicar en las obras.

1.7.2.1. Disposiciones mínimas generales relativas a los lugares de trabajo en las obras.

a) Estabilidad y solidez:

Se deberá asegurar la estabilidad de los materiales y equipos y, en general, de cualquier elemento que en cualquier desplazamiento pudiera afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.

El acceso a cualquier superficie que conste de materiales que no ofrezcan una resistencia suficiente solo se autorizará en caso de que se proporcionen equipos o medios apropiados para que el trabajo se realice de forma segura.

b) Instalaciones de suministro y reparto de energía:

La instalación eléctrica de los lugares de trabajo en las obras deberá ajustarse a lo dispuesto en su normativa vigente (REBT).

Las instalaciones deberán proyectarse, realizarse y utilizarse de manera que no entrañen peligro de incendio ni explosión y de modo que las personas estén debidamente protegidas contra los riesgos de electrocución por contacto directo o indirecto.

El proyecto, la realización y la elección de material y de los dispositivos de protección deberán tener en cuenta el tipo y la potencia de la energía suministrada, las condiciones de los factores externos y la competencia de las personas que tengan acceso a partes de la instalación.

c) Exposición a riesgos particulares:

Los trabajadores no deberán estar expuestos a niveles sonoros nocivos ni a factores externos nocivos.

d) Temperatura:

La temperatura debe ser la adecuada para el organismo humano durante el tiempo de trabajo, cuando las circunstancias lo permitan.

e) Iluminación:

Los lugares de trabajo y las vías de circulación en la obra deberán disponer, en la medida de lo posible, de suficiente luz natural y tener una iluminación artificial adecuada y suficiente durante la noche y cuando no sea suficiente la luz natural. En su caso, se utilizarán puntos de iluminación portátiles con protección anti-choque.

f) Espacio de trabajo

Las dimensiones del puesto de trabajo deberán calcularse de tal manera que los trabajadores dispongan de la suficiente libertad de movimiento para sus actividades, teniendo en cuenta la presencia de todo el equipo y material necesario.

g) Primeros auxilios:

Será de responsabilidad del empresario garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en todo momento por personal con la suficiente formación para ello. Asimismo, deberán adoptarse medidas para garantizar la evacuación, a fin de recibir cuidados médicos, a los trabajadores afectados o accidentados por una indisposición repentina.

h) Disposiciones varias:

El perímetro y los accesos de la obra deberán señalizarse y destacarse de manera que sean claramente visibles e identificables.

En la obra los trabajadores deberán disponer de agua potable.

1.7.3. Normas específicas de actuación preventiva

Los riesgos más frecuentes durante la instalación serán:

- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de personas a distinto nivel.
- Cortes por manejo de herramientas manuales.

- Cortes por manejo de las guías conductores.
- Pinchazos en las manos por manejo de guías y conductores.
- Golpes por herramientas manuales.
- Sobreesfuerzos por posturas forzadas.
- Quemaduras por mecheros durante operaciones de calentamiento del macarrón protector.
- Otros.

Los riesgos más frecuentes durante las pruebas de conexionado y puesta en servicio de la instalación son:

- Electrocutión o quemaduras por maniobras incorrectas en las líneas.
- Electrocutión o quemaduras por uso de herramienta sin aislamiento.
- Electrocutión o quemaduras por puenteo de los mecanismos de protección.
- Electrocutión o quemaduras por conexionados directos sin clavijas macho-hembra.
- Otros.

1.7.4. Normas de actuación preventiva

- El montaje de aparatos eléctricos será ejecutado siempre por personal especialista, en prevención de los riesgos por montajes incorrectos.
- Las escaleras de mano a utilizar, serán del tipo de “tijera”, dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos por trabajos sobre superficies inseguras y estrechas.
- Se prohíbe la formación de andamios utilizando escaleras de mano a modo de borriquetas, para evitar los riesgos por trabajos sobre superficies inseguras y estrechas.
- La iluminación mediante portátiles se efectuará utilizando “portalámparas estancos con mango aislante” y rejilla de protección de la bombilla alimentados a 24 V
- La instalación eléctrica en las marquesinas, en andamios sobre borriquetas, se efectuará una vez instalada una red tensa de seguridad entre las plantas "techo" y

la de apoyo en la que se ejecutan los trabajos, para eliminar el riesgo de caída desde altura.

1.7.5. Medios de protección personal.

a) Ropa de trabajo: como norma general deberá permitir la realización del trabajo sin molestias innecesarias para quien lo efectúe. No se podrán usar pulseras, cadenas, collares, anillos... debido al riesgo de contacto accidental.

b) Protección de cabeza: los cascos de seguridad con barbuquejo que deberán proteger al trabajador frente a las descargas eléctricas deberán ser de clase –N, además de proteger contra el riesgo eléctrico a tensión no superior a 1000 V en corriente alterna, 50 Hz.

c) Protección de la vista: las gafas protectoras deberán reducir lo mínimo posible el campo visual y serán de uso individual. Se usarán gafas anti-impacto con ocular filtrante de color verde DIN-2, ópticamente neutro, en previsión de cebado del arco eléctrico.

d) Protección de pies: para trabajos de montaje se utilizará siempre un calzado de seguridad con puntera metálica y suela antideslizante. Marcado CE.

e) Protección del oído: serán de clase C, con marcado CE.

1.8. Medios auxiliares y otras normas de seguridad

1.8.1. Escaleras de mano

Ofrecerán siempre las necesarias garantías de solidez, estabilidad y seguridad, y, en su caso, de aislamiento.

Las escaleras de mano de madera deberán tener sus largueros de una sola pieza y los peldaños deben estar ensamblados a ellas y no simplemente clavados. Deben

prohibirse todas aquellas escaleras y borriquetas construidas en el tajo mediante simple clavazón.

Las escaleras de madera no deberán pintarse, salvo con barniz transparente, en evitación de que queden ocultos sus posibles defectos.

Las escaleras serán de madera o metal, deberán tener longitud suficiente para sobrepasar en 1 metro al menos la altura que salvan, y estar dotadas de dispositivos antideslizantes en su apoyo o de ganchos en el punto de desembarque.

Deben prohibirse empalmar escaleras de mano para salvar alturas que de otra forma no alcanzarían, salvo que de fábrica vengan dotadas de dispositivos especiales de empalme, y en este caso, la longitud solapada no será inferior a 5 metros, a menos que estén reforzadas en su centro, quedando prohibido su uso para alturas superiores a 7 metros.

Se deben tomar las siguientes precauciones:

- Se apoyarán en superficies planas y sólidas, y en su defecto, sobre placas horizontales de suficiente resistencia y fijeza.
- Estarán provistas de zapatas, puntas de hierro, grapas u otro mecanismo antideslizante en su pie o de ganchos de sujeción en la parte superior.
- El ascenso, descenso y trabajo se hará siempre de frente a las mismas.
- Cuando se apoyen en postes se emplearán abrazaderas de sujeción.
- No se utilizarán simultáneamente por dos trabajadores.
- Se prohíbe sobre las mismas el transporte a brazo de pesos superiores a 25 kg.
- La distancia entre los pies y la vertical de su punto superior de apoyo será la cuarta parte de la longitud de la escalera hasta tal punto de apoyo.
- Las escaleras de tijeras o dobles, de peldaños, estarán provistas de cadenas o cables que impidan su abertura al ser utilizadas, y de topes en su extremo superior.

- La distancia entre los pies y la vertical de su punto superior de apoyo, será la cuarta parte de la longitud de la escalera hasta tal punto de apoyo.

1.8.2. Manejo de herramientas manuales

a) Causas de riesgos:

- Negligencia del operario: herramientas con mangos sueltos o rajados; destornilladores improvisados; utilización inadecuada como herramienta de golpeo sin serlo; utilización de llaves, limas o destornilladores como palanca; prolongar los brazos de palanca con tubos; destornillador o llave inadecuada a la cabeza o tuerca, a sujetar; utilización de limas sin mango.

b) Medidas de prevención:

- No se llevarán las llaves y destornilladores sueltos en el bolsillo, sino en fundas adecuadas y sujetas al cinturón.
- No sujetar con la mano la pieza en la que se va a atornillar.
- No se emplearán cuchillos o medios improvisados para sacar o introducir tornillos.
- Las llaves se utilizarán limpias y sin grasas.
- No utilizar las llaves para martillar, remachar o como palanca.
- No empujar nunca una llave, sino tirar de ella.
- Emplear la llave adecuada a cada tuerca, no introduciendo nunca cuñas para ajustarla.

c) Medidas de protección

- Para el uso de llaves y destornilladores utilizar guantes de tacto.
- Para romper, golpear y arrancar rebabas de mecanizado, utilizar gafas antimpactos.

1.8.3. Manejo de herramientas punzantes

a) Causas de los riesgos:

- Cabezas de cinceles y punteros floreados con rebabas.
- Inadecuada fijación al astil o mango de la herramienta.
- Material de calidad deficiente.
- Uso prolongado sin adecuado mantenimiento.
- Maltrato de la herramienta.
- Utilización inadecuada por negligencia o comodidad.
- Desconocimiento o imprudencia de operario.

b) Medidas de prevención:

- En cinceles y punteros comprobar las cabezas antes de comenzar a trabajar y desechar aquellos que presenten rebabas, rajaduras o fisuras.
- No se lanzarán las herramientas, sino que se entregarán en la mano.
- Para un buen funcionamiento, las herramientas deberán estar bien afiladas y sin rebabas.
- No cincelar, taladrar, marcar, etc. nunca hacia uno mismo ni hacia otras personas. Deberá hacerse hacia afuera y procurando que nadie esté en la dirección del cincel.
- No se emplearán nunca los cinceles y punteros para aflojar tuercas. El vástago será lo suficientemente largo como para poder cogerlo cómodamente con la mano o bien utilizar un soporte para sujetar la herramienta.

c) Medidas de protección:

- Deben emplearse gafas anti-impactos de seguridad, homologadas para impedir que esquirlas y trozos desprendidos de material puedan dañar la vista.
- Utilización de protectores de goma maciza.

1.8.4. Manejo de herramientas de percusión

a) Causas de los riesgos:

- Mangos inseguros, rajados o ásperos.
- Rebabas en aristas de cabeza.
- Uso inadecuado de la herramienta.

b) Medidas de prevención:

- Rechazar toda maceta con el mango defectuoso.
- No tratar de arreglar un mango rajado.
- La maceta se usará exclusivamente para golpear y siembre con la cabeza.

c) Medidas de protección:

- Empleo de prendas de protección adecuadas, especialmente gafas de seguridad o pantallas faciales de rejilla metálica o policarbonato.

1.8.5. Manejo de cargas sin medios mecánicos

Para el izado manual de cargas es obligatorio seguir los siguientes pasos:

1. Acercarse lo más posible a la carga.
2. Asentar los pies firmemente.
3. Agacharse doblando las rodillas.
4. Mantener la espalda derecha.
5. Agarrar el objeto firmemente.
6. El esfuerzo de levantar lo deben realizar los músculos de las piernas.
7. Durante el transporte, la carga debe permanecer lo más cerca posible del cuerpo.

Para el manejo de piezas largas por una sola persona se actuará según los siguientes criterios preventivos:

1. Llevará la carga inclinada por uno de sus extremos, hasta la altura del hombro.

2. Avanzará desplazando las manos a lo largo del objeto, hasta llegar al centro de gravedad de la carga.
3. Se colocará la carga en equilibrio sobre el hombro.
4. Durante el transporte, mantendrá la carga en posición inclinada, con el extremo delantero levantado.

Es obligatoria la inspección visual del objeto pesado a levantar para eliminar aristas afiladas.

Se prohíbe levantar más de 25 kg por una sola persona, si se rebasa este peso, solicitar ayuda a un compañero.

Es obligatorio el empleo de un código de señales cuando se ha de levantar un objeto entre varios, para aportar el esfuerzo al mismo tiempo. Puede ser cualquier sistema a condición de que sea conocido o convenido por el equipo.

Para descargar materiales es obligatorio tomar las siguientes precauciones:

1. Empezar por la carga o material que aparece más superficialmente, es decir, el primero y más accesible.
2. Entregar el material, no tirarlo.
3. Colocar el material ordenado y en caso de apilado estratificado, que este se realice en pilas estables, lejos de pasillos o lugares donde pueda recibir golpes o desmoronarse.
4. Utilizar guantes de trabajo y botas de seguridad con puntera metálica y plantilla metálicas.
5. En el manejo de cargas largas entre dos o más personas, la carga puede mantenerse en la mano, con el brazo estirado a lo largo del cuerpo, o bien sobre el hombro.
6. Se utilizarán las herramientas y medios auxiliares adecuados para el transporte de cada tipo de material.
7. En las operaciones de carga y descarga, se prohíbe colocarse entre la parte posterior de un camión y una plataforma, poste, pilar o estructura vertical fija.
8. Si en la descarga se utilizan herramientas como brazos de palanca o similar, ponerse de tal forma que no se venga carga encima y que no se resbale.

1.8.6. Máquinas eléctricas portátiles

De forma genérica las medidas de seguridad a adoptar al utilizar las máquinas eléctricas portátiles son las siguientes:

- Cuidar de que el cable de alimentación esté en buen estado, sin presentar abrasiones, aplastamientos, punzaduras, cortes o cualquier otro defecto.
- Conectar siempre la herramienta mediante clavija y enchufe adecuados a la potencia de la máquina.
- Asegurarse de que el cable de tierra existe y tiene continuidad en la instalación si la máquina a emplear no es de doble aislamiento.
- Al terminar se dejará la máquina limpia y desconectada de la corriente.

El operario debe estar adiestrado en el uso, y conocer las presentes normas.

Cuando se requiera el uso de taladro, se deberán tomar las siguientes medidas:

- Utilizar gafas antipacto o pantalla facial.
- La ropa de trabajo no presentará partes sueltas o colgantes que pudieran engancharse en la broca.
- Para fijar la broca al portabrocas utilizar la llave específica para tal uso.
- No frenar el taladro con la mano.
- No soltar la herramienta mientras la broca tenga movimiento.
- No inclinar la broca en el taladro con objeto de agrandar el agujero, se debe emplear la broca apropiada a cada trabajo.
- En el caso de tener que trabajar sobre una pieza suelta ésta estará apoyada y sujeta.
- Al terminar el trabajo, retirar la broca de la máquina.

1.8.7. Andamios de Borriqueta

Previamente a su montaje se habrá de examinar en obra que todos los elementos de los andamios no tengan defectos apreciables a simple vista, y después de su montaje se comprobará que su coeficiente de seguridad sea igual o superior a 4 veces la carga máxima prevista de utilización.

Las operaciones de montaje, utilización y desmontaje estarán dirigidas por personas competentes para desempeñar esta tarea, y estará autorizado para ello por el responsable técnico de la ejecución material de la obra o persona delegada por la Dirección Facultativa de la obra.

No se permitirá, bajo ningún concepto, la instalación de este tipo de andamios, de forma que queden superpuestos en doble hilera o sobre andamio tubular con ruedas.

Se asentarán sobre bases firmes niveladas y arriostradas, en previsión de empujes laterales, y su altura no rebasará sin arriostrar los 3 m, y entre 3 y 6 m se emplearán borriquetas armadas de bastidores móviles arriostrados.

Las zonas perimetrales de las plataformas de trabajo así como los accesos, pasos y pasarelas a las mismas, susceptibles de permitir caídas de personas u objetos desde más de 2 m de altura, estarán protegidas con barandillas de 1 m de altura, equipadas con listones intermedios y rodapiés de 20 cm de altura, capaces de resistir en su conjunto un empuje frontal de 150 kg/ml.

No se depositarán cargas sobre las plataformas de los andamios de borriquetas, salvo en las necesidades de uso inmediato y con las siguientes limitaciones:

- Debe quedar un paso mínimo de 0,40 m libre de todo obstáculo.
- El peso sobre la plataforma no superará el previsto por el fabricante, y deberá repartirse uniformemente para no provocar desequilibrio.
- Tanto en su montaje como durante su utilización normal, estarán alejadas más de 5 m de la línea de alta tensión más próxima, o 3 m en baja tensión.

Las tablas o tablonas que constituyen las plataformas deberán cumplir con las siguientes especificaciones:

- Madera de buena calidad, sin grietas ni nudos. Será de elección preferente el abeto sobre el pino.
- Escuadra de espesor uniforme y no inferior a 2,4x15 cm.

- No se pueden montar entre sí formando escalones.
- No pueden volar más de cuatro veces su propio espesor, máximo 0,20 cm.
- Estarán sujetas por lías a las borriquetas.
- Estará prohibido el uso de ésta clase de andamios cuando la superficie de trabajo se encuentre a más de 6 m de altura del punto de apoyo en el suelo de la borriqueta.
- A partir de 2 m de altura habrá que instalar barandilla perimetral o completa o en su defecto, será obligatorio el empleo de cinturón de seguridad de sujeción, para el que obligatoriamente se habrán previsto puntos fijos de enganche, preferentemente sirgas de cable acero tensas.

1.9. Protecciones y resguardos de máquinas

Toda maquinaria utilizada durante la fase de la obra dispondrá de carcasas de protección y resguardos sobre las partes móviles, especialmente de las transmisiones, que impidan el acceso.

Las operaciones de conservación, mantenimiento, reparación engrasado y limpieza se efectuarán durante la detección de los motores, transmisiones y máquinas, salvo en sus partes totalmente protegidas.

Toda máquina averiada o cuyo funcionamiento sea irregular será señalizada con la prohibición de su manejo a trabajadores no encargados de su reparación.

Para evitar su involuntaria puesta en marcha, se bloquearán los arrancadores de los motores eléctricos o se retirarán los fusibles de la máquina averiada y, si ello no es posible, se colocará en su mando un letrero con la prohibición de maniobrarlo, que será retirado solamente por la persona que lo colocó.

**ESTUDIO BÁSICO DE
SEGURIDAD Y SALUD PARA LA
INSTALACIÓN ELÉCTRICA.**

ÍNDICE.

1. Estudio básico de seguridad y salud para la instalación eléctrica (caso 2).	3
1.1. Objeto.	3
1.2. Datos de la obra.	3
1.3. Justificación del estudio básico de seguridad y salud.	3
1.4. Actividades a desarrollar durante el proceso constructivo.	4
1.5. Recursos considerados.	4
1.5.1. Materiales.	4
1.5.2. Energía y fluidos.	4
1.5.3. Mano de obra.	4
1.5.4. Herramientas.	5
1.6. Identificación y valoración de riesgos.	5
1.7. Normas generales de seguridad y salud. Disposiciones mínimas.	9
1.7.1. Consideraciones generales aplicables durante la ejecución de la obra.	9
1.7.2. Disposiciones mínimas de seguridad y salud a aplicar en las obras.	10
1.7.3. Normas específicas de actuación preventiva.	12
1.7.4. Normas de actuación preventiva	13
1.7.5. Intervención en instalaciones eléctricas.	14

1.7.6. Herramientas eléctricas portátiles:	14
1.7.7. Herramientas eléctricas manuales	14
1.7.8. Medios de protección personal.....	15
1.8. Medios auxiliares y otras normas de seguridad	16
1.8.1. Escaleras de mano	16
1.8.2. Manejo de herramientas manuales	17
1.8.3. Manejo de herramientas punzantes.....	18
1.8.4. Manejo de herramientas de percusión	19
1.8.5. Manejo de cargas sin medios mecánicos	19
1.8.6. Máquinas eléctricas portátiles	21
1.9. Protecciones y resguardos de máquinas	22

1. Estudio básico de seguridad y salud para la instalación eléctrica (caso 2).

El documento establecerá las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras que se realizarán.

1.1. Objeto.

El objeto del estudio básico de seguridad y salud es determinar las normas de seguridad y salud aplicables en la obra.

Además, en el documento:

- Se identificarán los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias.
- Se hará una relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas para controlar y reducir riesgos valorando su eficacia.

1.2. Datos de la obra.

La obra a realizar es una instalación para la recarga de vehículos eléctricos en el parking Aeropuerto Reina Sofía, Granadilla de Abona 38610, Santa Cruz de Tenerife.

1.3. Justificación del estudio básico de seguridad y salud.

El presupuesto de ejecución por contrata asciende a 35.197,58 €

El plazo de ejecución de las obras lo fijará la propiedad de la obra, y en ningún momento estarán empleándose más de 20 trabajadores simultáneamente.

La mano de obra estimada, es decir, la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores de la obra, dependerá del plazo de ejecución de las obras.

Al tratarse de un proyecto educativo, se realizará un estudio básico de seguridad y salud, teniendo en cuenta que si se superara el máximo de 500 en cuanto a la estimación mano de obra debería realizarse un estudio de seguridad y salud.

1.4. Actividades a desarrollar durante el proceso constructivo.

La actividad que se desarrollará durante la obra será el montaje de las instalaciones eléctricas, lo que conlleva a que se hará un conjunto de trabajos de construcción relativos a premontaje, transporte, montaje, puesta en obra y ajuste de elementos para la conducción de la energía eléctrica de baja tensión.

1.5. Recursos considerados.

1.5.1. Materiales.

Cables, mangueras eléctricas, tubos de conducción, cajetines, regletas, anclajes, aparataje, cuadros, bandejas, soportes, grapas, abrazaderas, tornillería, etc.

1.5.2. Energía y fluidos.

Electricidad y esfuerzo humano.

1.5.3. Mano de obra.

Tiene que haber un técnico responsable a pie de obra, que será el responsable de que se cumplan las normas en la obra, un mando intermedio, oficiales electricistas y peones electricistas.

1.5.4. Herramientas.

- Herramientas eléctricas portátiles: radial, taladradora, martillo picador eléctrico, multímetro.
- Herramientas de mano: cuchilla, tijera, destornilladores, martillos, pelacables, cizalla cortacables, caja de herramientas dieléctricas homologadas, reglas, nivel, etc.
- Medios auxiliares: banqueta aislante, alfombra aislante, lona aislante de apantallamiento, puntales, cuerdas, escaleras de mano, señales de seguridad, balizas de advertencia de señalización de riesgos.

1.6. Identificación y valoración de riesgos.

Se deben identificar los factores de riesgo, los riesgos de accidente de trabajo y/o enfermedad profesional derivados de los mismos, procediendo a su posterior evaluación, de manera que sirva de base a la posterior planificación de la acción preventiva a la cual se determinarán las medidas y acciones necesarias para su corrección.

La metodología utilizada en el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud consiste en identificar el factor de riesgo y asociarle los riesgos derivados de su presencia.

Para la identificación de los riesgos se utilizará la lista de “Riesgos de accidente y enfermedad profesional”, basada en la clasificación oficial de formas de accidente y en el cuadro de enfermedades profesionales de la Seguridad Social.

Se relacionará la probabilidad de que se produzca el daño con la severidad de las consecuencias del mismo. Se establecerán cinco niveles de grado de riesgo con las diferentes combinaciones de la relación entre severidad y probabilidad. Los niveles de riesgo serán los siguientes:

GRADO DE RIESGO		SEVERIDAD		
PROBABILIDAD		Alta	Media	Baja
	Alta	<i>Muy alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Moderado</i>
	Media	<i>Alto</i>	<i>Moderado</i>	<i>Bajo</i>
	Baja	<i>Moderado</i>	<i>Bajo</i>	<i>Muy bajo</i>

La probabilidad de que se produzca el daño se valora teniendo en cuenta las medidas de prevención que existen y si son adecuadas. La severidad se valora en base a las más probables consecuencias de accidente o enfermedad profesional.

La clasificación utilizada significará lo siguiente:

Alta: cuando la frecuencia estimada del daño es elevada.

Media: cuando la frecuencia posible estimada es ocasional.

Baja: cuando es difícil que pueda suceder el daño.

N/P: no procede en el presente proyecto debido a la actividad.

Así, se procede a la clasificación e identificación de los riesgos. Los riesgos que pueden darse durante el montaje de la instalación eléctrica son:

RIESGOS	Probabilidad				Severidad			Evaluación
	A	M	B	N/P	A	M	B	Grado riesgo
Caídas al mismo nivel		X				X		Medio
Caídas a distinto nivel			X		X			Moderado
Caídas de objetos por desplome o derrumbe			X		X			Medio
Caídas de objetos en manipulación		X					X	Bajo
Caídas de objetos desprendidos			X		X			Medio
Pisadas sobre objetos		X					X	Bajo
Choque contra objetos inmóviles		X					X	Bajo
Choque contra objetos móviles			X			X		Bajo

Golpes por objetos y herramientas		X				X	Bajo
Proyección de fragmentos o partículas			X			X	Bajo
Atrapamiento por vuelco de máquinas, tractores o vehículos			X		X		Medio
Atrapamiento por o entre objetos			X		X		Medio
Sobreesfuerzos		X				X	Medio
Exposición a temperaturas ambientales extremas		X				X	Medio
Contactos térmicos				X			No procede
Exposición a contactos eléctricos			X		X		Muy alto
Exposición a sustancias nocivas				X			No procede
Contactos sustancias cáusticas y/o corrosivas				X			No procede
Exposición a radiaciones				X			No procede
Explosiones				X			No procede
Incendios				X			No procede
Atropello o golpes con vehículos	X					X	Alta
E.P producida por agentes químicos				X			No procede
E.P infecciosa o parasitaria				X			No procede
E.P producida por agentes físicos		X				X	Moderado

Una vez identificados y valorados los riesgos, es necesario estudiar las medidas de control necesarias para la prevención de dichos riesgos. Se necesita valorar para qué riesgos se necesita formar e informar a los trabajadores, cuál necesita normas de trabajo para prevenirlos, y qué riesgos pueden controlarse o no.

RIESGOS	Medidas de control.	Formación e información	Normas de trabajo.	Riesgo controlado.
Caída de personas a distinto nivel	Protecciones colectivas y E.P.I	X	X	Si
Caídas de personas al mismo nivel	Orden y limpieza	X	X	Si

Caídas de objetos por desplome o derrumbamiento	Protecciones colectivas	X	X	Si
Caídas de objetos en manipulación	E.P.I	X	X	Si
Caídas de objetos desprendidos	Protección colectiva	X	X	Si
Pisadas sobre objetos	Orden y limpieza	X	X	Si
Choque contra objetos inmóviles	E.P.I	X	X	Si
Choque contra objetos móviles	Protecciones colectivas	X	X	Si
Golpes por objetos y herramientas	E.P.I	X	X	Si
Proyección de fragmentos o partículas	Gafas o pantallas de seguridad (E.P.I)	X	X	Si
Atrapamiento por o entre objetos	Correcta señalización	X	X	Si
Atrapamiento por vuelco de máquinas	Manejo correcto	X	X	Si
Sobreesfuerzos	Limitación de pesos y levantamiento correcto	X	X	Si
Exposición a temperaturas ambientales extremas	E.P.I	X	X	Si
Contactos térmicos				No
Exposición a contactos eléctricos	Cumplimiento del R.E.B.T y uso de E.P.I	X	X	Si

Exposición a sustancias nocivas				No
Contactos sustancias cáusticas y/o corrosivas				No
Exposición a radiaciones				No
Explosiones				No
Incendios				No
Atropello o golpes con vehículos	Normas de circulación y pasillo de seguridad	X	X	Si
E.P producida por agentes químicos				No
E.P infecciosa o parasitaria				No
E.P producida por agentes físicos	E.P.I	X	X	Si

En cuanto a E.P.I, se refiere a los equipos de protección individual de cada trabajador, tales como cascos de seguridad, protectores auditivos, gafas, guantes, botas, etc. Todos estos equipos deben estar homologados y funcionar perfectamente para la función específica que se vaya a llevar a cabo con ellos.

Los equipos de protección colectiva estarán dispuestos de acuerdo al R.D. 485/1997 e 14 de Abril sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

1.7. Normas generales de seguridad y salud. Disposiciones mínimas.

1.7.1. Consideraciones generales aplicables durante la ejecución de la obra.

- Mantenimiento de la obra en buenas condiciones de orden y limpieza.

- Correcta elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- Manipulación adecuada de los distintos materiales y utilización de los medios auxiliares.
- Mantenimiento, control previo a la puesta en marcha y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- Delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas.
- Recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- Almacenamiento y eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- Adaptación, en función de la evolución de la obra, del período efectivo que habrá que dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- Cooperación entre contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.

1.7.2. Disposiciones mínimas de seguridad y salud a aplicar en las obras.

1.7.2.1. Disposiciones mínimas generales relativas a los lugares de trabajo en las obras.

a) Estabilidad y solidez:

Se deberá asegurar la estabilidad de los materiales y equipos y, en general, de cualquier elemento que en cualquier desplazamiento pudiera afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.

El acceso a cualquier superficie que conste de materiales que no ofrezcan una resistencia suficiente solo se autorizará en caso de que se proporcionen equipos o medios apropiados para que el trabajo se realice de forma segura.

b) Instalaciones de suministro y reparto de energía:

La instalación eléctrica de los lugares de trabajo en las obras deberá ajustarse a lo dispuesto en su normativa vigente (REBT).

Las instalaciones deberán proyectarse, realizarse y utilizarse de manera que no entrañen peligro de incendio ni explosión y de modo que las personas estén debidamente protegidas contra los riesgos de electrocución por contacto directo o indirecto.

El proyecto, la realización y la elección de material y de los dispositivos de protección deberán tener en cuenta el tipo y la potencia de la energía suministrada, las condiciones de los factores externos y la competencia de las personas que tengan acceso a partes de la instalación.

c) Exposición a riesgos particulares:

Los trabajadores no deberán estar expuestos a niveles sonoros nocivos ni a factores externos nocivos.

d) Temperatura:

La temperatura debe ser la adecuada para el organismo humano durante el tiempo de trabajo, cuando las circunstancias lo permitan.

e) Iluminación:

Los lugares de trabajo y las vías de circulación en la obra deberán disponer, en la medida de lo posible, de suficiente luz natural y tener una iluminación artificial

adecuada y suficiente durante la noche y cuando no sea suficiente la luz natural. En su caso, se utilizarán puntos de iluminación portátiles con protección anti-choque.

f) Espacio de trabajo

Las dimensiones del puesto de trabajo deberán calcularse de tal manera que los trabajadores dispongan de la suficiente libertad de movimiento para sus actividades, teniendo en cuenta la presencia de todo el equipo y material necesario.

g) Primeros auxilios:

Será de responsabilidad del empresario garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en todo momento por personal con la suficiente formación para ello. Asimismo, deberán adoptarse medidas para garantizar la evacuación, a fin de recibir cuidados médicos, a los trabajadores afectados o accidentados por una indisposición repentina.

h) Disposiciones varias:

El perímetro y los accesos de la obra deberán señalizarse y destacarse de manera que sean claramente visibles e identificables.

En la obra los trabajadores deberán disponer de agua potable.

1.7.3. Normas específicas de actuación preventiva

Los riesgos más frecuentes durante la instalación serán:

- Caída de personas al mismo nivel.
- Cortes por manejo de herramientas manuales.
- Cortes por manejo de las guías conductores.
- Pinchazos en las manos por manejo de guías y conductores.
- Golpes por herramientas manuales.
- Sobreesfuerzos por posturas forzadas.

- Quemaduras por mecheros durante operaciones de calentamiento del macarrón protector.
- Otros.

Los riesgos más frecuentes durante las pruebas de conexonado y puesta en servicio de la instalación son:

- Electrocuci3n o quemaduras por mala protecci3n de cuadros el3ctricos.
- Electrocuci3n o quemaduras por maniobras incorrectas en las l3neas.
- Electrocuci3n o quemaduras por uso de herramienta sin aislamiento.
- Electrocuci3n o quemaduras por puenteo de los mecanismos de protecci3n.
- Electrocuci3n o quemaduras por conexonados directos sin clavijas macho-hembra.
- Otros.

1.7.4. Normas de actuaci3n preventiva

- El montaje de aparatos el3ctricos ser3 ejecutado siempre por personal especialista, en prevenci3n de los riesgos por montajes incorrectos.
- Se proh3be el conexonado de cables a los cuadros de suministro el3ctrico de obra, sin la utilizaci3n de las clavijas macho-hembra.
- Las escaleras de mano a utilizar, ser3n del tipo de “tijera”, dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos por trabajos sobre superficies inseguras y estrechas.
- Se proh3be la formaci3n de andamios utilizando escaleras de mano a modo de borriquetas, para evitar los riesgos por trabajos sobre superficies inseguras y estrechas.
- La iluminaci3n mediante port3tiles se efectuar3 utilizando “portal3mparas estancos con mango aislante” y rejilla de protecci3n de la bombilla alimentados a 24 V

1.7.5. Intervención en instalaciones eléctricas

Para garantizar la seguridad de los trabajadores y para minimizar la posibilidad de que se produzcan contactos eléctricos directos, al intervenir en instalaciones eléctricas realizando trabajos sin tensión; se seguirán al menos tres de las cinco reglas de oro, es decir, tres de las siguientes:

- El circuito se abrirá con corte visible.
- Los elementos de corte se enclavarán en posición de abierto, si es posible con llave.
- Se señalarán los trabajos mediante letrero indicador en los elementos de corte.
- Se verificará la ausencia de tensión con un discriminador de tensión o medidor de tensión.
- Se cortocircuitarán las fases y se pondrá a tierra.
- Los trabajos en tensión se realizarán cuando existan causas muy justificadas, se realizarán por parte de personal autorizado y adiestrado en los métodos de trabajo a seguir, estando en todo momento presente un Jefe de Trabajos que supervisará la labor del grupo de trabajo. Las herramientas que utilicen y prendas de protección personal deberán ser homologadas.

1.7.6. Herramientas eléctricas portátiles:

- La tensión de alimentación de las herramientas eléctricas portátiles de accionamiento manual no podrá exceder los 250 V con relación a tierra.
- Las herramientas portátiles eléctricas no llevarán hilo ni clavija de toma de tierra.

1.7.7. Herramientas eléctricas manuales

- Deberán estar todas homologadas según la Norma Técnica Reglamentaria CE sobre aislamiento de seguridad de las herramientas manuales utilizadas en trabajos eléctricos en instalaciones de baja tensión.

- Podrán ser de dos tipos:
 - a) Herramientas manuales: constituidas por material aislante, excepto en la cabeza de trabajo, que puede ser de material conductor.
 - b) Herramientas aisladas: son metálicas, recubiertas de material aislante.
- Todas las herramientas manuales eléctricas llevarán un distintivo con la inscripción de la marca CE, fecha y tensión máxima de servicio 1000 V.

1.7.8. Medios de protección personal

a) Ropa de trabajo: como norma general deberá permitir la realización del trabajo sin molestias innecesarias para quien lo efectúe. No se podrán usar pulseras, cadenas, collares, anillos... debido al riesgo de contacto accidental.

b) Protección de cabeza: los cascos de seguridad con barbuquejo que deberán proteger al trabajador frente a las descargas eléctricas deberán ser de clase –N, además de proteger contra el riesgo eléctrico a tensión no superior a 1000 V en corriente alterna, 50 Hz.

c) Protección de la vista: las gafas protectoras deberán reducir lo mínimo posible el campo visual y serán de uso individual. Se usarán gafas anti-impacto con ocular filtrante de color verde DIN-2, ópticamente neutro, en previsión de cebado del arco eléctrico.

d) Protección de pies: para trabajos de montaje se utilizará siempre un calzado de seguridad con puntera metálica y suela antideslizante. Marcado CE.

e) Protección del oído: serán de clase C, con marcado CE.

1.8. Medios auxiliares y otras normas de seguridad

1.8.1. Escaleras de mano

Ofrecerán siempre las necesarias garantías de solidez, estabilidad y seguridad, y, en su caso, de aislamiento.

Las escaleras de mano de madera deberán tener sus largueros de una sola pieza y los peldaños deben estar ensamblados a ellas y no simplemente clavados. Deben prohibirse todas aquellas escaleras y borriquetas construidas en el tajo mediante simple clavazón.

Las escaleras de madera no deberán pintarse, salvo con barniz transparente, en evitación de que queden ocultos sus posibles defectos.

Las escaleras serán de madera o metal, deberán tener longitud suficiente para sobrepasar en 1 metro al menos la altura que salvan, y estar dotadas de dispositivos antideslizantes en su apoyo o de ganchos en el punto de desembarque.

Deben prohibirse empalmar escaleras de mano para salvar alturas que de otra forma no alcanzarían, salvo que de fábrica vengan dotadas de dispositivos especiales de empalme, y en este caso, la longitud solapada no será inferior a 5 metros, a menos que estén reforzadas en su centro, quedando prohibido su uso para alturas superiores a 7 metros.

Se deben tomar las siguientes precauciones:

- Se apoyarán en superficies planas y sólidas, y en su defecto, sobre placas horizontales de suficiente resistencia y fijeza.
- Estarán provistas de zapatas, puntas de hierro, grapas u otro mecanismo antideslizante en su pie o de ganchos de sujeción en la parte superior.
- El ascenso, descenso y trabajo se hará siempre de frente a las mismas.
- Cuando se apoyen en postes se emplearán abrazaderas de sujeción.

- No se utilizarán simultáneamente por dos trabajadores.
- Se prohíbe sobre las mismas el transporte a brazo de pesos superiores a 25 kg.
- La distancia entre los pies y la vertical de su punto superior de apoyo será la cuarta parte de la longitud de la escalera hasta tal punto de apoyo.
- Las escaleras de tijeras o dobles, de peldaños, estarán provistas de cadenas o cables que impidan su abertura al ser utilizadas, y de topes en su extremo superior.
- La distancia entre los pies y la vertical de su punto superior de apoyo, será la cuarta parte de la longitud de la escalera hasta tal punto de apoyo.

1.8.2. Manejo de herramientas manuales

a) Causas de riesgos:

- Negligencia del operario: herramientas con mangos sueltos o rajados; destornilladores improvisados; utilización inadecuada como herramienta de golpeo sin serlo; utilización de llaves, limas o destornilladores como palanca; prolongar los brazos de palanca con tubos; destornillador o llave inadecuada a la cabeza o tuerca, a sujetar; utilización de limas sin mango.

b) Medidas de prevención:

- No se llevarán las llaves y destornilladores sueltos en el bolsillo, sino en fundas adecuadas y sujetas al cinturón.
- No sujetar con la mano la pieza en la que se va a atornillar.
- No se emplearán cuchillos o medios improvisados para sacar o introducir tornillos.
- Las llaves se utilizarán limpias y sin grasas.
- No utilizar las llaves para martillar, remachar o como palanca.
- No empujar nunca una llave, sino tirar de ella.
- Emplear la llave adecuada a cada tuerca, no introduciendo nunca cuñas para ajustarla.

c) Medidas de protección

- Para el uso de llaves y destornilladores utilizar guantes de tacto.
- Para romper, golpear y arrancar rebabas de mecanizado, utilizar gafas antimpactos.

1.8.3. Manejo de herramientas punzantes

a) Causas de los riesgos:

- Cabezas de cinceles y punteros floreados con rebabas.
- Inadecuada fijación al astil o mango de la herramienta.
- Material de calidad deficiente.
- Uso prolongado sin adecuado mantenimiento.
- Maltrato de la herramienta.
- Utilización inadecuada por negligencia o comodidad.
- Desconocimiento o imprudencia de operario.

b) Medidas de prevención:

- En cinceles y punteros comprobar las cabezas antes de comenzar a trabajar y desechar aquellos que presenten rebabas, rajaduras o fisuras.
- No se lanzarán las herramientas, sino que se entregarán en la mano.
- Para un buen funcionamiento, las herramientas deberán estar bien afiladas y sin rebabas.
- No cincelar, taladrar, marcar, etc. nunca hacia uno mismo ni hacia otras personas. Deberá hacerse hacia afuera y procurando que nadie esté en la dirección del cincel.
- No se emplearán nunca los cinceles y punteros para aflojar tuercas. El vástago será lo suficientemente largo como para poder cogerlo cómodamente con la mano o bien utilizar un soporte para sujetar la herramienta.

c) Medidas de protección:

- Deben emplearse gafas anti-impactos de seguridad, homologadas para impedir que esquirlas y trozos desprendidos de material puedan dañar la vista.
- Utilización de protectores de goma maciza.

1.8.4. Manejo de herramientas de percusión

a) Causas de los riesgos:

- Mangos inseguros, rajados o ásperos.
- Rebabas en aristas de cabeza.
- Uso inadecuado de la herramienta.

b) Medidas de prevención:

- Rechazar toda maceta con el mango defectuoso.
- No tratar de arreglar un mango rajado.
- La maceta se usará exclusivamente para golpear y siembre con la cabeza.

c) Medidas de protección:

- Empleo de prendas de protección adecuadas, especialmente gafas de seguridad o pantallas faciales de rejilla metálica o policarbonato.

1.8.5. Manejo de cargas sin medios mecánicos

Para el izado manual de cargas es obligatorio seguir los siguientes pasos:

1. Acercarse lo más posible a la carga.
2. Asentar los pies firmemente.
3. Agacharse doblando las rodillas.
4. Mantener la espalda derecha.
5. Agarrar el objeto firmemente.
6. El esfuerzo de levantar lo deben realizar los músculos de las piernas.
7. Durante el transporte, la carga debe permanecer lo más cerca posible del cuerpo.

Para el manejo de piezas largas por una sola persona se actuará según los siguientes criterios preventivos:

1. Llevará la carga inclinada por uno de sus extremos, hasta la altura del hombro.
2. Avanzará desplazando las manos a lo largo del objeto, hasta llegar al centro de gravedad de la carga.
3. Se colocará la carga en equilibrio sobre el hombro.
4. Durante el transporte, mantendrá la carga en posición inclinada, con el extremo delantero levantado.

Es obligatoria la inspección visual del objeto pesado a levantar para eliminar aristas afiladas.

Se prohíbe levantar más de 25 kg por una sola persona, si se rebasa este peso, solicitar ayuda a un compañero.

Es obligatorio el empleo de un código de señales cuando se ha de levantar un objeto entre varios, para aportar el esfuerzo al mismo tiempo. Puede ser cualquier sistema a condición de que sea conocido o convenido por el equipo.

Para descargar materiales es obligatorio tomar las siguientes precauciones:

1. Empezar por la carga o material que aparece más superficialmente, es decir, el primero y más accesible.
2. Entregar el material, no tirarlo.
3. Colocar el material ordenado y en caso de apilado estratificado, que este se realice en pilas estables, lejos de pasillos o lugares donde pueda recibir golpes o desmoronarse.
4. Utilizar guantes de trabajo y botas de seguridad con puntera metálica y plantilla metálicas.
5. En el manejo de cargas largas entre dos o más personas, la carga puede mantenerse en la mano, con el brazo estirado a lo largo del cuerpo, o bien sobre el hombro.

6. Se utilizarán las herramientas y medios auxiliares adecuados para el transporte de cada tipo de material.
7. En las operaciones de carga y descarga, se prohíbe colocarse entre la parte posterior de un camión y una plataforma, poste, pilar o estructura vertical fija.
8. Si en la descarga se utilizan herramientas como brazos de palanca o similar, ponerse de tal forma que no se venga carga encima y que no se resbale.

1.8.6. Máquinas eléctricas portátiles

De forma genérica las medidas de seguridad a adoptar al utilizar las máquinas eléctricas portátiles son las siguientes:

- Cuidar de que el cable de alimentación esté en buen estado, sin presentar abrasiones, aplastamientos, punzaduras, cortes o cualquier otro defecto.
- Conectar siempre la herramienta mediante clavija y enchufe adecuados a la potencia de la máquina.
- Asegurarse de que el cable de tierra existe y tiene continuidad en la instalación si la máquina a emplear no es de doble aislamiento.
- Al terminar se dejará la máquina limpia y desconectada de la corriente.

El operario debe estar adiestrado en el uso, y conocer las presentes normas.

Cuando se requiera el uso de taladro, se deberán tomar las siguientes medidas:

- Utilizar gafas antipacto o pantalla facial.
- La ropa de trabajo no presentará partes sueltas o colgantes que pudieran engancharse en la broca.
- Para fijar la broca al portabrocas utilizar la llave específica para tal uso.
- No frenar el taladro con la mano.
- No soltar la herramienta mientras la broca tenga movimiento.
- No inclinar la broca en el taladro con objeto de agrandar el agujero, se debe emplear la broca apropiada a cada trabajo.

- En el caso de tener que trabajar sobre una pieza suelta ésta estará apoyada y sujeta.
- Al terminar el trabajo, retirar la broca de la máquina.

1.9. Protecciones y resguardos de máquinas

Toda maquinaria utilizada durante la fase de la obra dispondrá de carcasas de protección y resguardos sobre las parte móviles, especialmente de las transmisiones, que impidan el acceso.

Las operaciones de conservación, mantenimiento, reparación engrasado y limpieza se efectuarán durante la detección de los motores, transmisiones y máquinas, salvo en sus partes totalmente protegidas.

Toda máquina averiada o cuyo funcionamiento sea irregular será señalizada con la prohibición de su manejo a trabajadores no encargados de su reparación.

Para evitar su involuntaria puesta en marcha, se bloquearán los arrancadores de los motores eléctricos o se retirarán los fusibles de la máquina averiada y, si ello no es posible, se colocará en su mando un letrero con la prohibición de maniobrarlo, que será retirado solamente por la persona que lo colocó.

NOTA: Para las instalaciones conectadas a red se deberá tener en cuenta tanto el estudio de seguridad y salud con fotovoltaica como el de la instalación eléctrica.

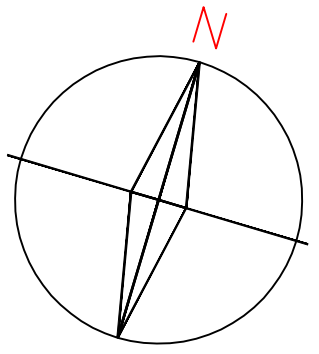
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA.

ÍNDICE DE PLANOS.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS.

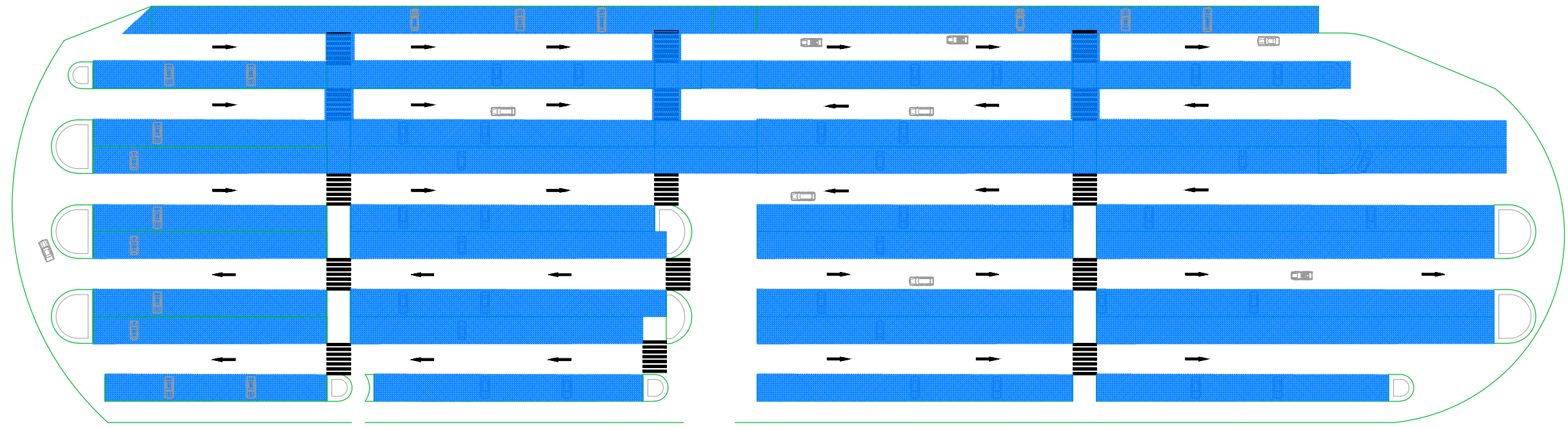
1. Plano 01: Plano en planta de la nueva disposición de las marquesinas del parking del aeropuerto Reina Sofía.
2. Plano 02: Plano en planta de la ubicación de los elementos fotovoltaicos en el Caso 1.
3. Plano 03: Plano en planta de las conexiones entre elementos fotovoltaicos del Caso 1.
4. Plano 04: Detalle de las conexiones entre elementos fotovoltaicos.
5. Plano 05: Plano en planta de los elementos de la instalación eléctrica del caso 2.
6. Plano 06: Detalle de los elementos de la instalación eléctrica del Caso 2.
7. Plano 07: Plano en planta de las conexiones entre elementos de la instalación eléctrica del Caso 2.
8. Plano 08: Detalle de las conexiones entre elementos de la instalación eléctrica del Caso 2.


9. Plano 9: Plano en planta de la ubicación de los elementos de la instalación fotovoltaica conectada a la red.
10. Plano 10: Plano en planta de la conexión entre los elementos de la instalación fotovoltaica conectada a red.
11. Plano 11: Detalle de la conexión entre los elementos de la instalación fotovoltaica conectada a la red.
12. Plano 12: Esquema unifilar de la instalación aislada para la recarga de vehículos eléctricos.
13. Plano 13: Esquema unifilar de la instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.
14. Plano 14: Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.



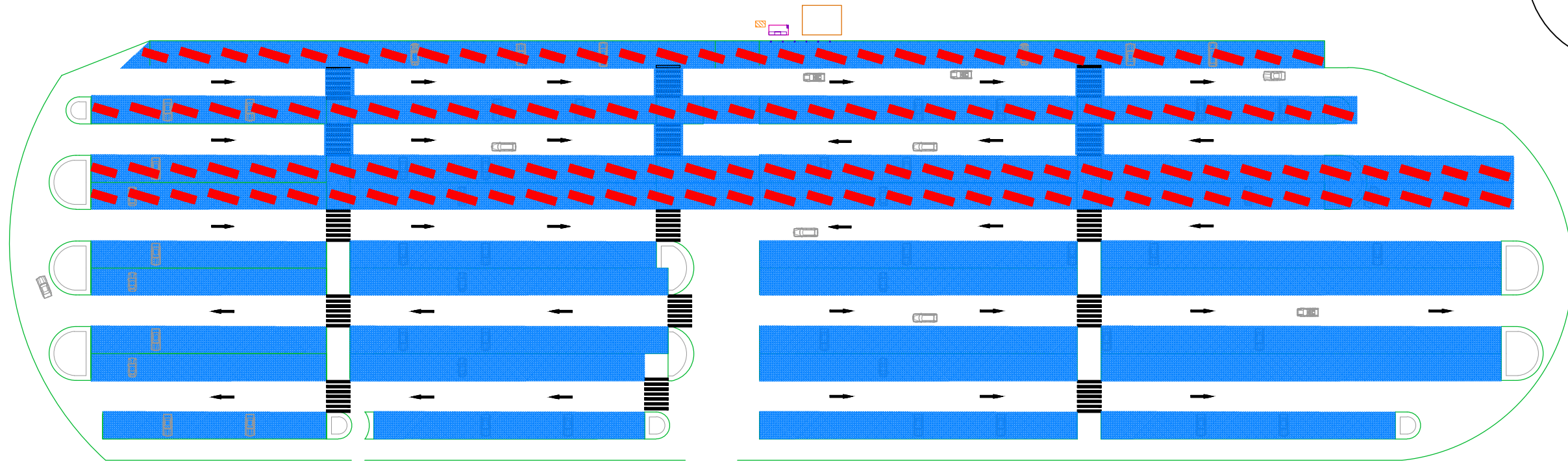
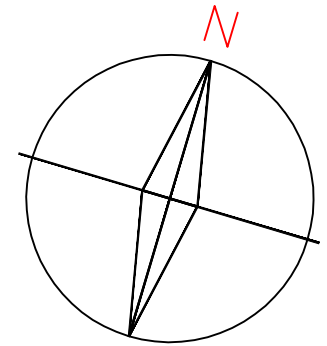
PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK



LEYENDA	
	Marquesinas

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		Universidad de La Laguna
ESCALA:	PLANO EN PLANTA DE LA NUEVA DISPOSICIÓN DE LAS MARQUESINAS DEL PARKING DEL AEROPUERTO REINA SOFÍA.		Nº P. : 01
1:100			Nom. Arch: 01. DISPOSICIÓN MARQUESINAS.

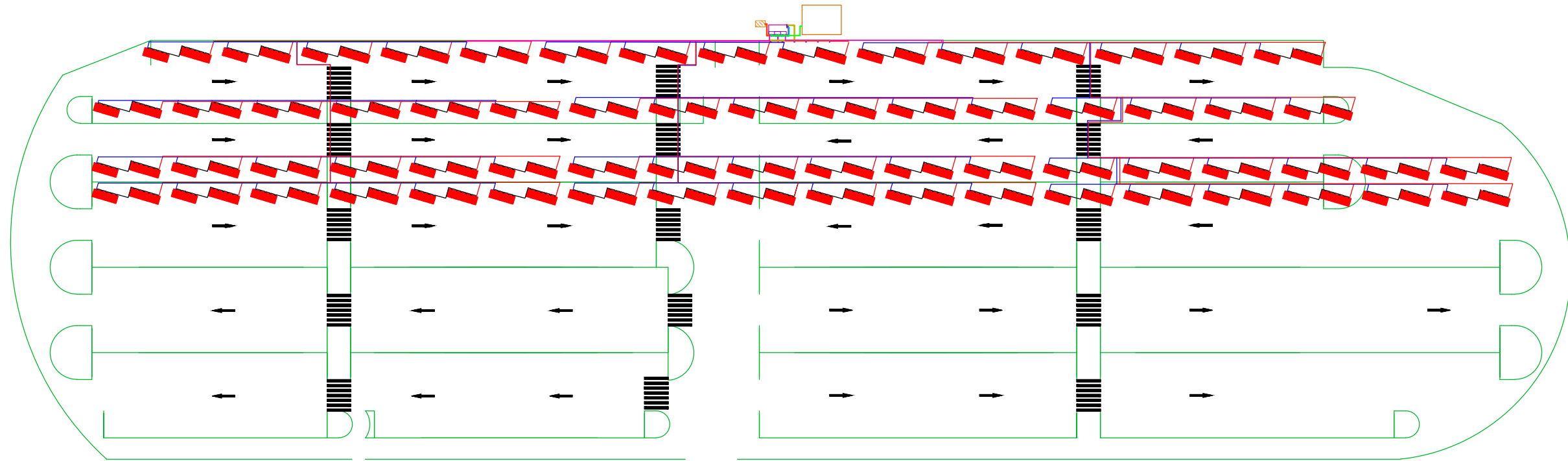
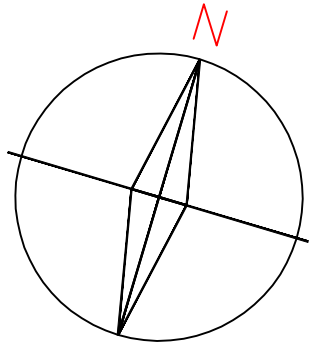


PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

LEYENDA	
	Estaciones de recarga.
	Caseta de los inversores/Reguladores.
	Grupo de módulos fotovoltaicos.
	Caseta de baterías.
	Grupo electrógeno.
	Caja de protecciones AC.
	Inversor/Regulador.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	PLANO EN PLANTA DE LA UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS FOTOVOLTAICOS EN EL CASO 1.		Nº P. : 02 Nom. Arch: 02.FOTOVOLTAICA CASO 1.
1:100			

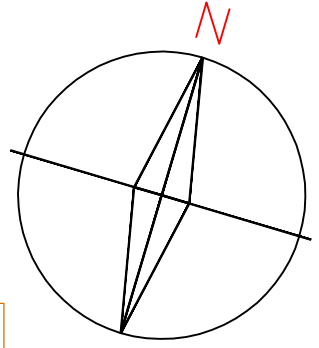


PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

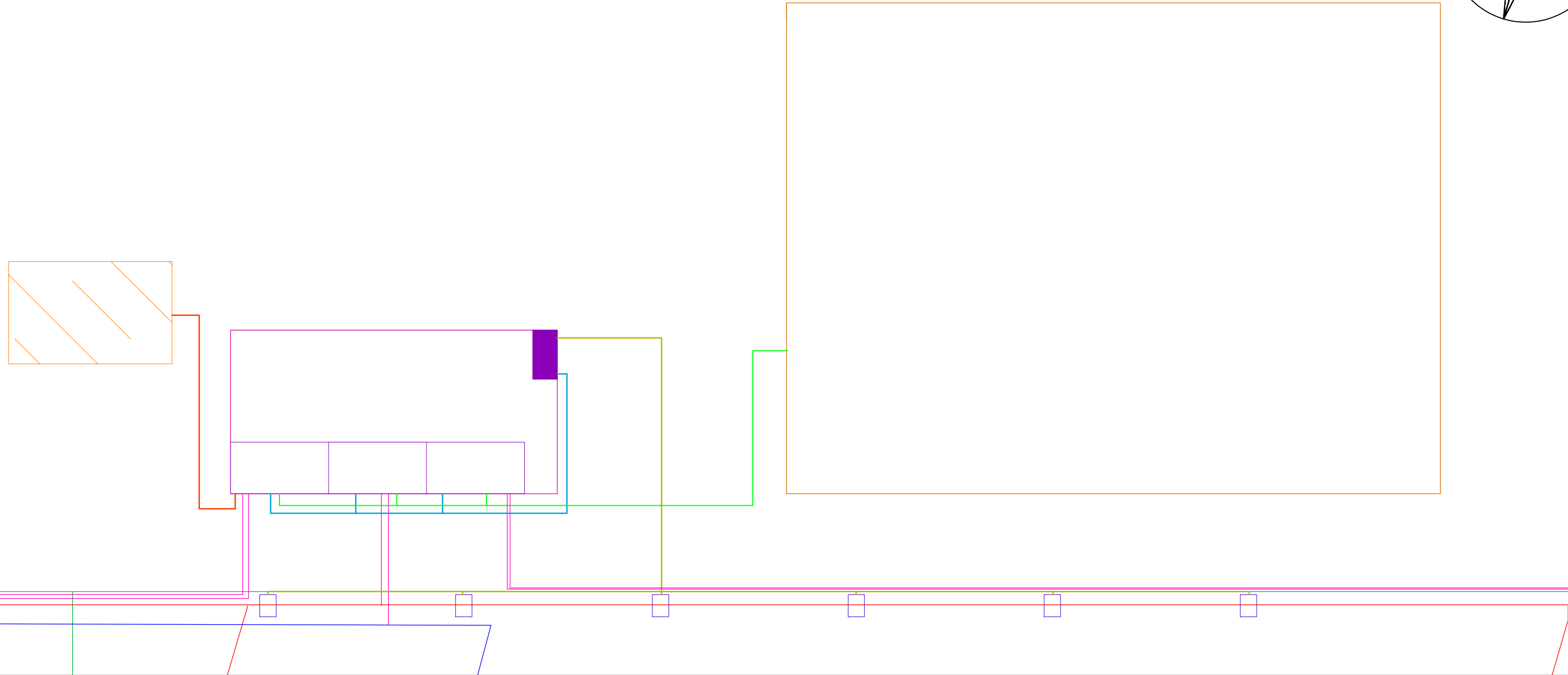
LEYENDA	
	Estaciones de recarga.
	Caseta de los inversores/Reguladores.
	Grupo de módulos fotovoltaicos.
	Caseta de baterías.
	Grupo electrógeno.
	Caja de protecciones AC.
	Inversor/Regulador.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ IDEZ	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna	
ESCALA:	PLANO EN PLANTA DE LAS CONEXIONES ENTRE ELEMENTOS FOTOVOLTAICOS DEL CASO 1	Nº P. : 03	
1:100		Nom. Arch: 03. CONEXIONES ENTRE ELEMENTOS CASO 1	



PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK



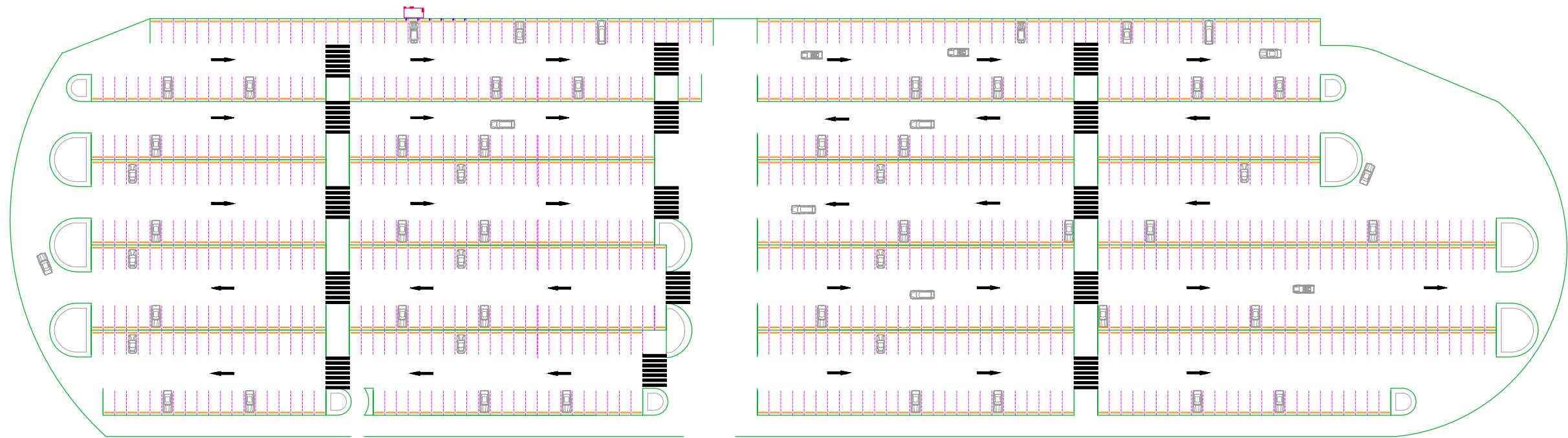
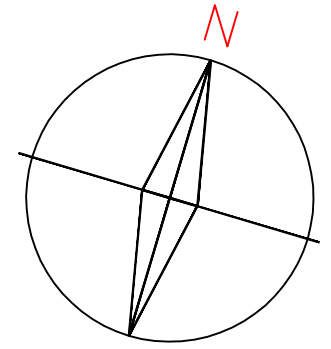
LEYENDA

	Estaciones de recarga.
	Caseta de los inversores/Reguladores.
	Grupo de módulos fotovoltaicos.
	Caseta de baterías.
	Grupo electrógeno.
	Caja de protecciones AC.
	Inversor/Regulador.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ.	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	DETALLE DE LAS CONEXIONES ENTRE ELEMENTOS FOTOVOLTAICOS		Nº P. : 04
1:5			Nom. Arch: 04. DETALLE CONEXIONES CASO 1.



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Universidad de La Laguna

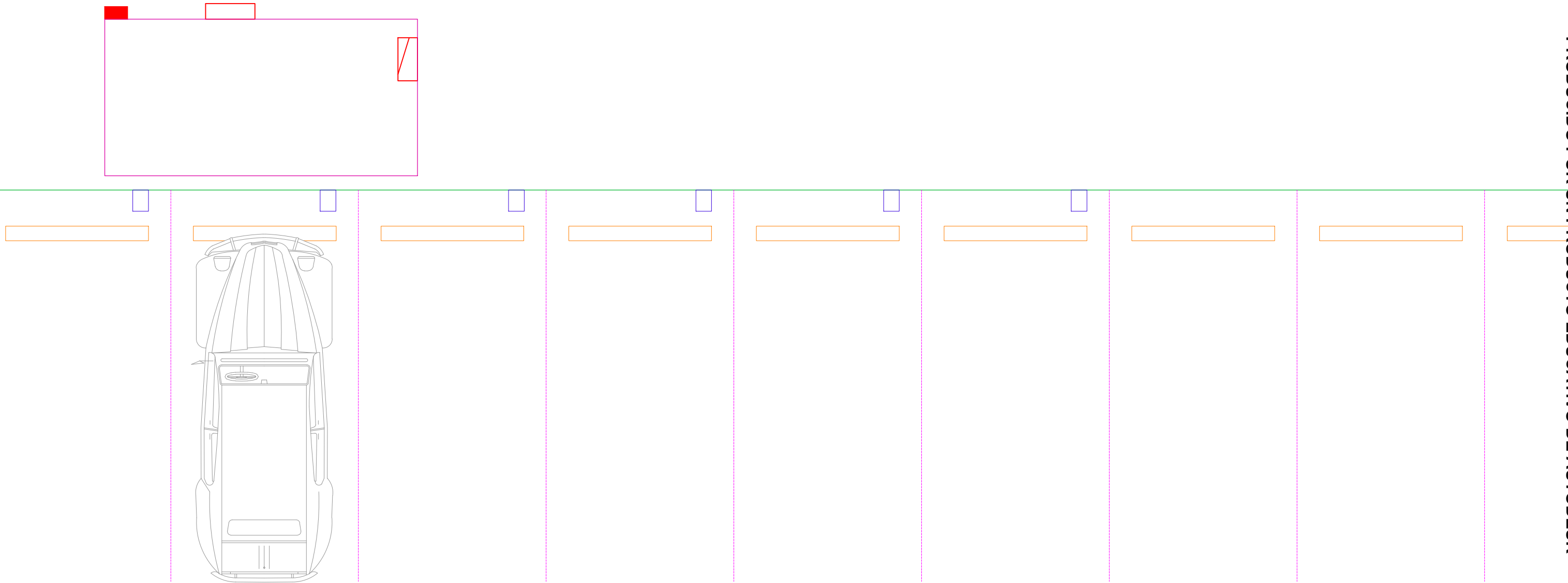
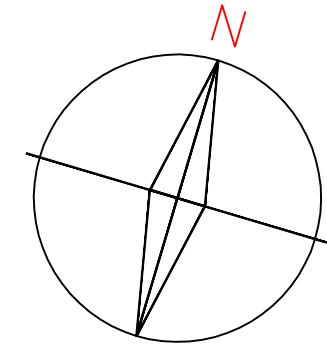


PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

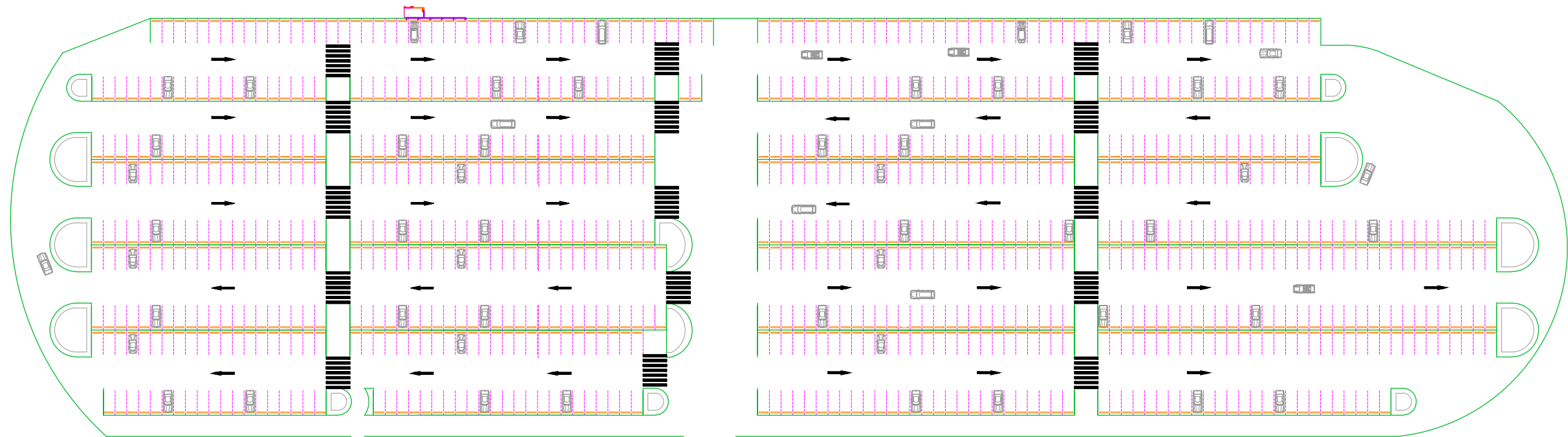
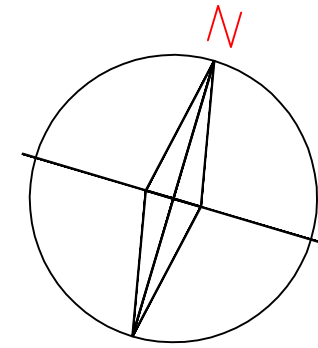
LEYENDA	
	Caseta DGMP.
	Estaciones de recarga.
	CGP.
	DGMP.
	Centralización de contadores.






ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	PLANO EN PLANTA DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL CASO 2.		N° P. : 05 Nom. Arch: 05. ELEMENTOS INSTALACIÓN ELÉCTRICA
1:100			



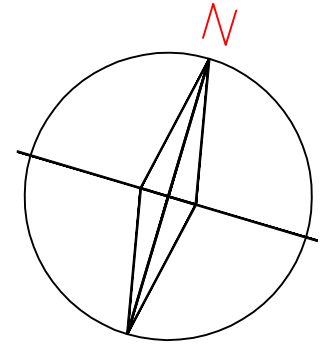
LEYENDA	
	Caseta DGMP.
	Estaciones de recarga.
	CGP.
	DGMP.
	Centralización de contadores.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		Universidad de La Laguna
ESCALA:	DETALLE DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL CASO 2.		Nº P. : 06
1:5			Nom. Arch: 06. DETALLE ELEMENTOS INSTALACIÓN ELÉCTRICA



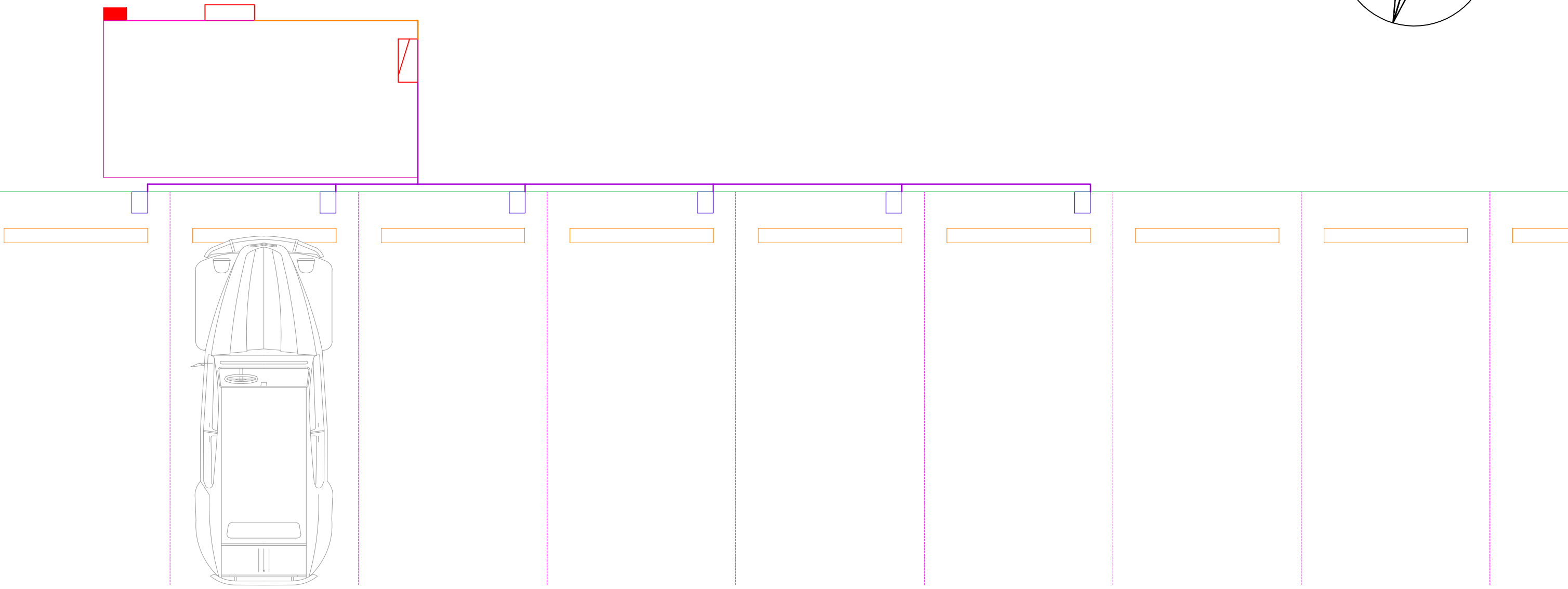
LEYENDA	
	Caseta DGMP.
	Estaciones de recarga.
	CGP.
	DGMP.
	Centralización de contadores.






ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
			
		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna	
ESCALA:	PLANO EN PLANTA DE LAS CONEXIONES ENTRE ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL CASO 2.		Nº P. : 07
1:100			Nom. Arch: 07. CONEXIÓN ELEMENTOS INSTALACIÓN ELÉCTRICA



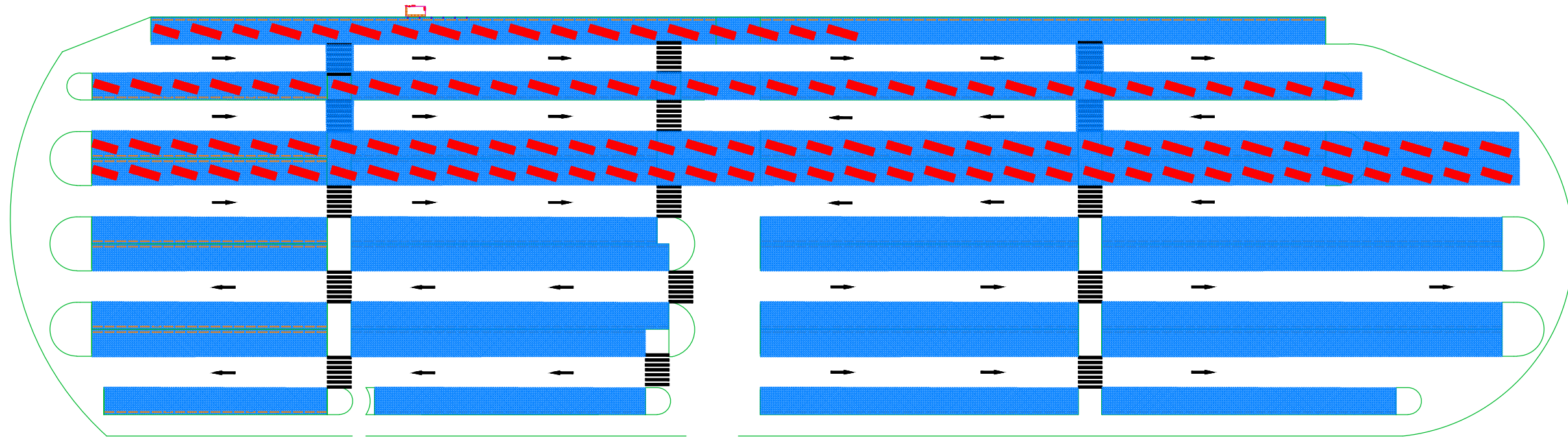
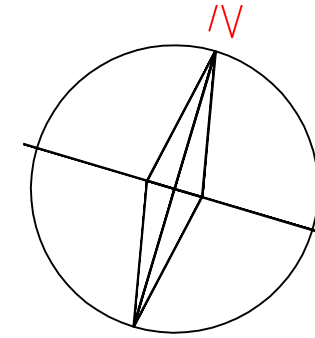
PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK



LEYENDA	
	Caseta DGMP.
	Estaciones de recarga.
	CGP.
	DGMP.
	Centralización de contadores.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
		 Universidad de La Laguna	ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
ESCALA:	DETALLE DE LAS CONEXIONES ENTRE ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL CASO 2.		Nº P. : 08 Nom. Arch: 08. DETALLE CONEXIÓN ELEMENTOS INSTALACIÓN ELÉCTRICA
1:5			



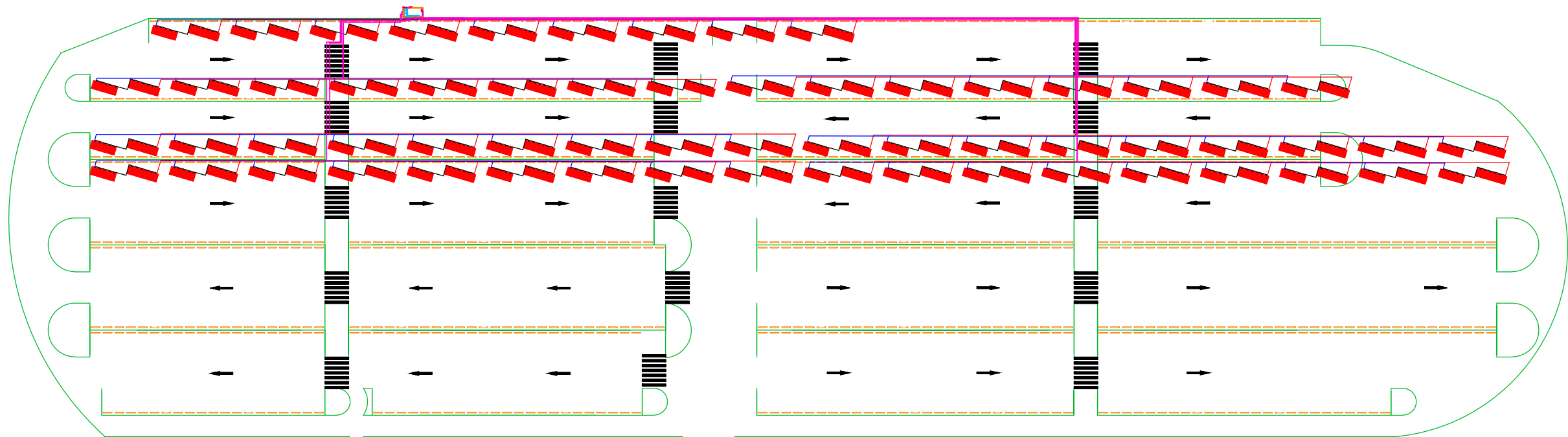
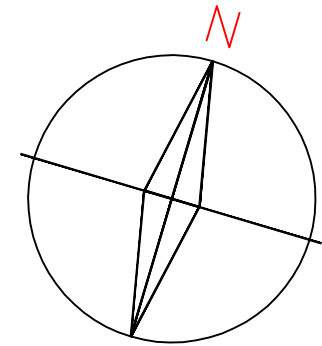
PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK










LEYENDA

	Caja de derivación.
	Contador de producción.
	Inversores.
	Caseta Inversores.
	Grupo de módulos fotovoltaicos.
	CGP.
	DGMP.
	Estaciones de recarga.
	Centralización de contadores.

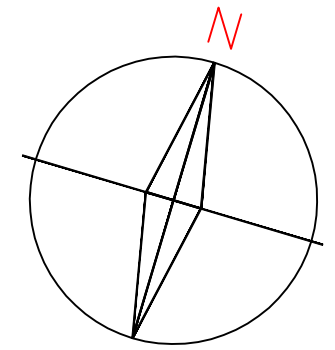
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		Universidad de La Laguna
ESCALA:	PLANO EN PLANTA DE LA UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED.		Nº P. : 09
1:100			Nom. Arch: 09. ELEMENTOS CASO 3.



LEYENDA

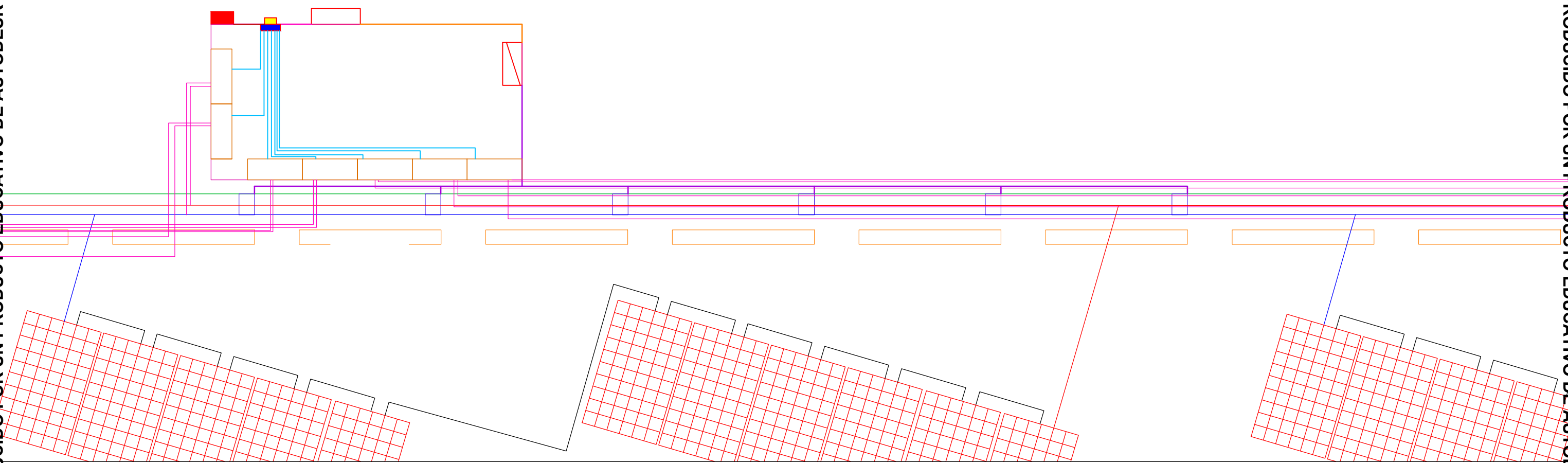
	Caja de derivación.
	Contador de producción.
	Inversores.
	Caseta Inversores.
	Grupo de módulos fotovoltaicos.
	CGP.
	DGMP.
	Estaciones de recarga.
	Centralización de contadores.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	PLANO EN PLANTA DE LA CONEXIÓN ENTRE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED.		Nº P. : 10 Nom. Arch: 10. CONEXIONES CASO 3.
1:100			



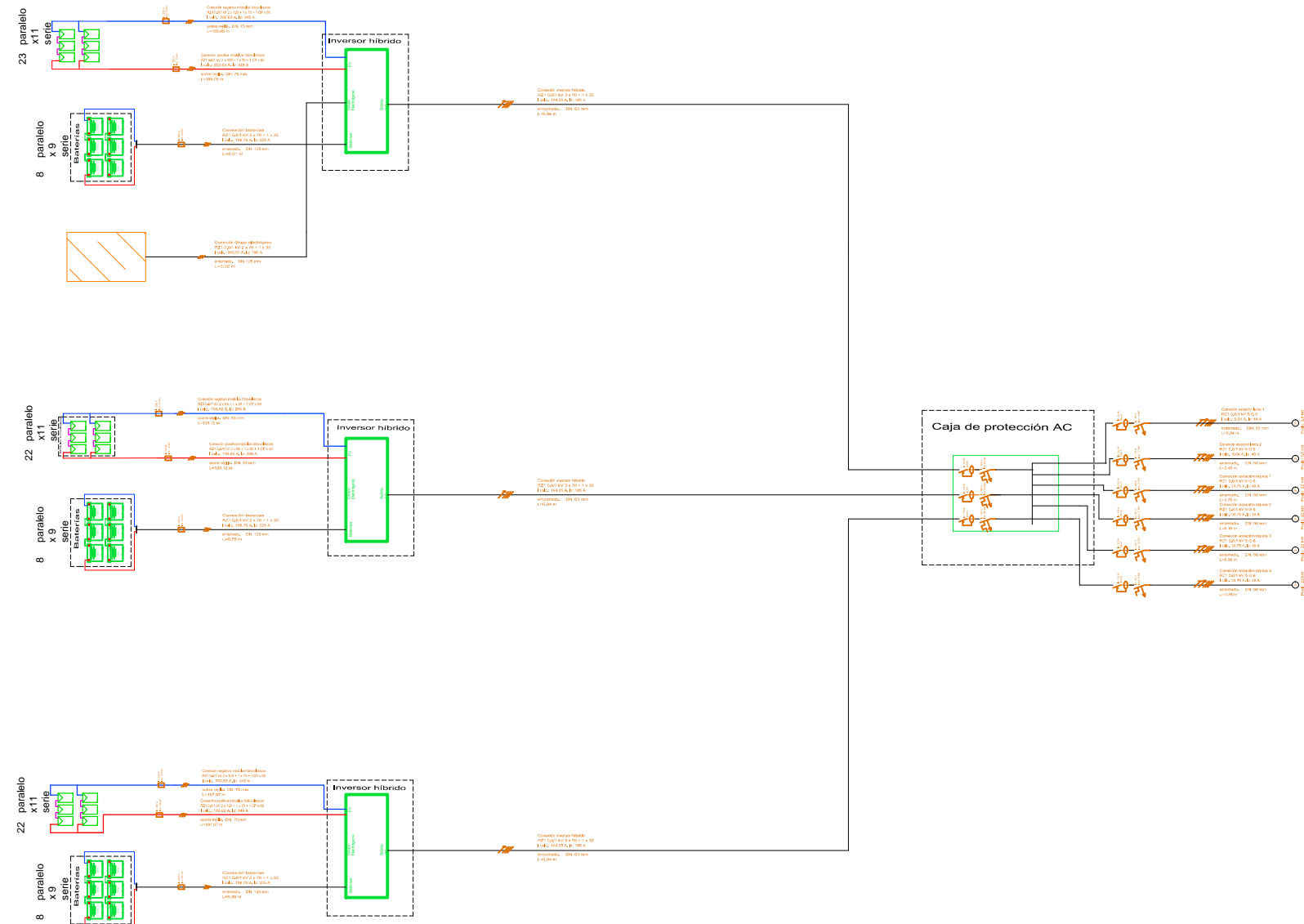
PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK



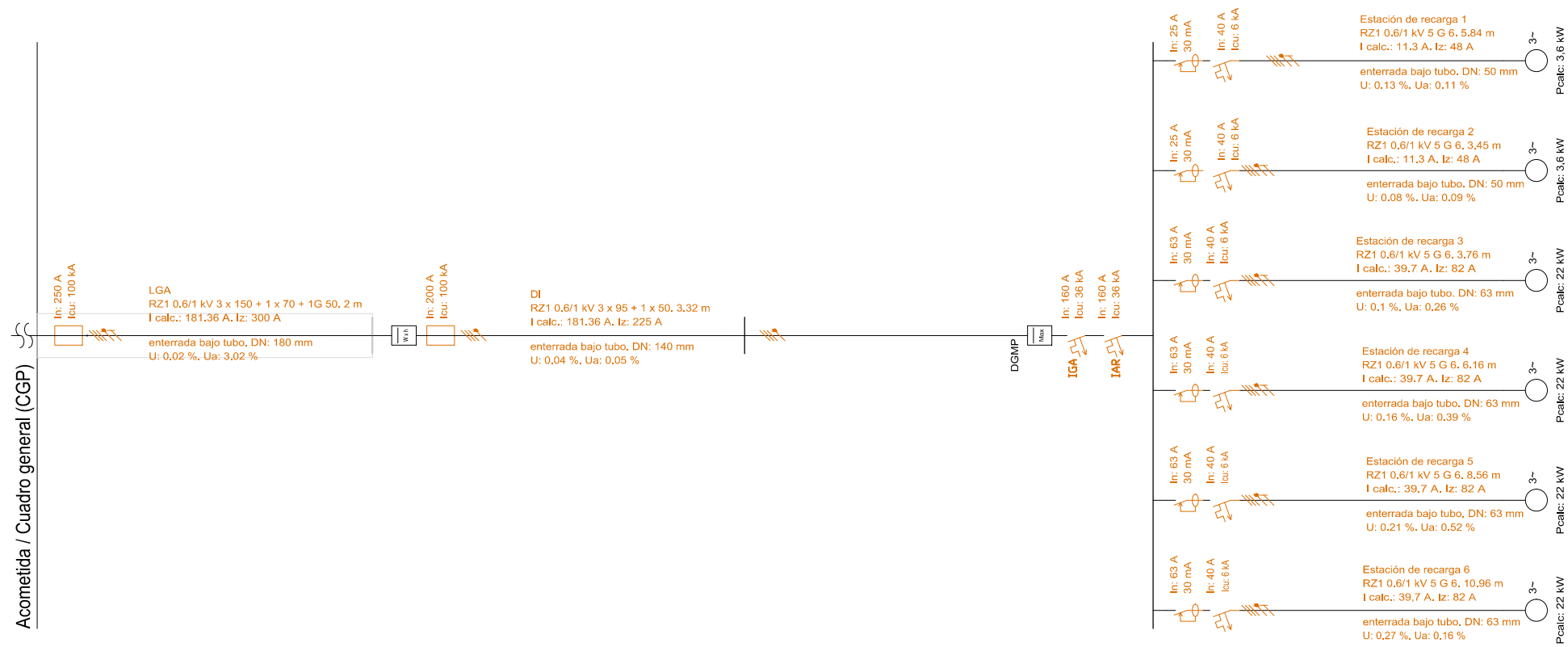
LEYENDA	
	Caja de derivación.
	Contador de producción.
	Inversores.
	Caseta Inversores.
	Grupo de módulos fotovoltaicos.
	CGP.
	DGMP.
	Estaciones de recarga.
	Centralización de contadores.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	DETALLE DE LA CONEXIÓN ENTRE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED.		Nº P. : 11
1:5			Nom. Arch: 11. CONEXIONES CASO 3.



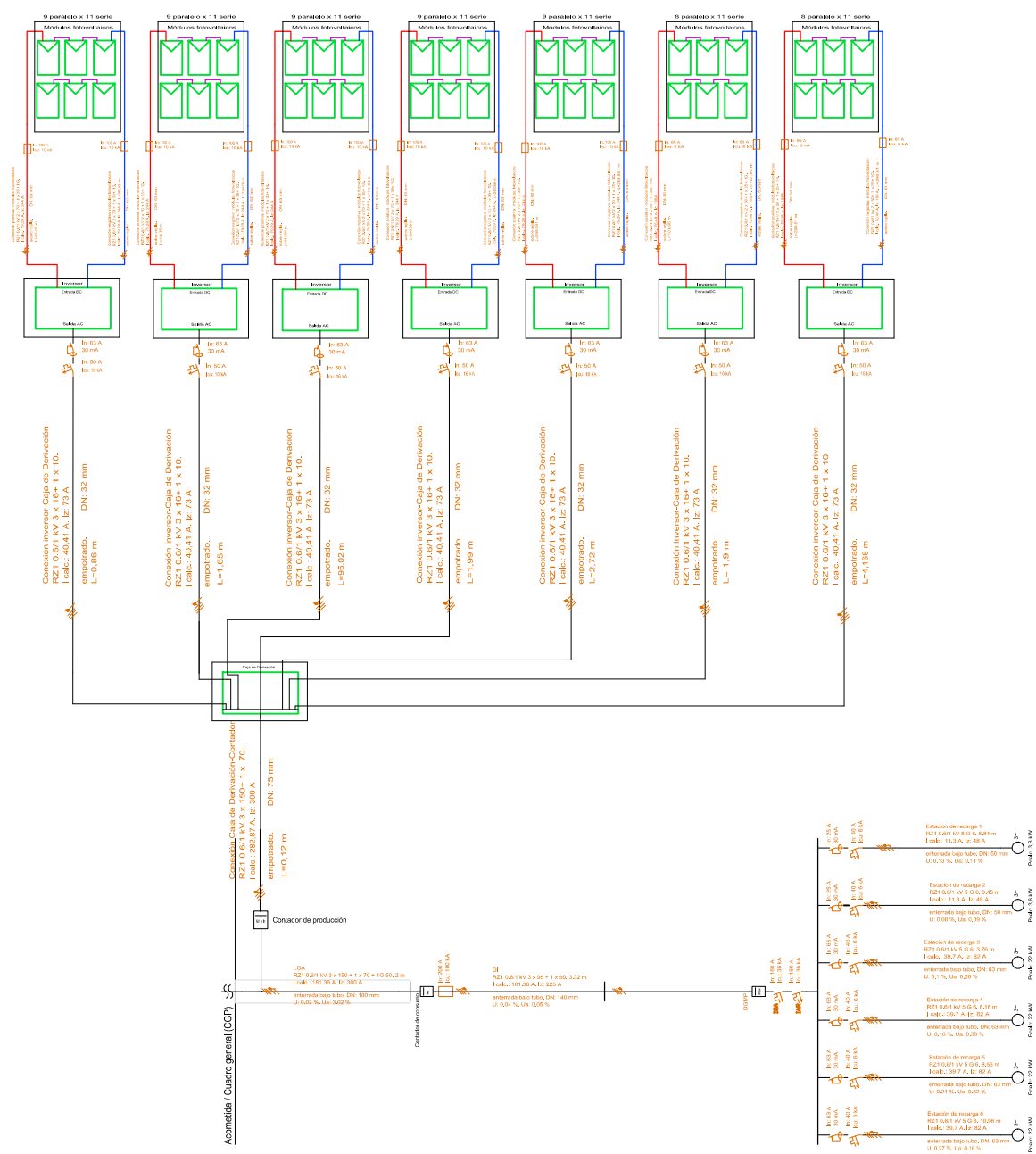
LEYENDA	
	Batería de 48 V.
	Fusible unipolar.
	Módulo fotovoltaico
	Inversor híbrido
	Interruptor diferencial.
	Interruptor magnetotérmico.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HEBE	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN AISLADA PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	Nº P. : 12 Nom. Arch: 12. UNIFILAR CASO1.	



LEYENDA	
	Contador de energía.
	Fusible unipolar.
	Maxímetro.
	Interruptor magnetotérmico.
	Interruptor diferencial.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS			
	Fecha	Autores	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
Dibujado	07-2015	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ	
Comprobado			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.		N° P. : 13 Nom. Arch: 13. UNIFILAR CASO 2.



LEYENDA	
	Inversor.
	Módulo fotovoltaico.
	Contador de energía.
	Fusible unipolar.
	Maxímetro.
	Interruptor magnetotérmico.
	Interruptor diferencial.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA FOTOVOLTAICA PARA LA RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS		ESCUOLA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA	
Dibujado	07-2015	Autores	AINOHA CRUZ MARRERO Y ANA C. MONTAÑEZ HDEZ
Comprobado			Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Id. s. normas	UNE-EN-DIN	Universidad de La Laguna	Universidad de La Laguna
ESCALA:	ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	Nº P. :	14
		Nom. Arch:	14. UNIFILAR CASO 3.