



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

IMPLANTACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS Y
ESTUDIO DE SU IMPACTO ECONÓMICO

Autor: M. Rocío Beltrán de Heredia Galindo

Director: M. Inmaculada Blázquez García

Madrid

Agosto 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Implantación de paneles fotovoltaicos y estudio de su impacto económico”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2019/20 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: M. Rocío Beltrán de Heredia Galindo

Fecha: 15/ 08/ 2020

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: M. Inmaculada Blázquez García

Fecha: 15/ 08/ 2020

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

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

El autor D. M. Rocío Beltrán de Heredia Galindo

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra:

Implantación de paneles fotovoltaicos y estudio de su impacto económico, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

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

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

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

4º. Derechos del autor.

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

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

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción

de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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

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

Madrid, a 15 de agosto de 2020

ACEPTA



Fdo: M. Rocío Beltrán de Heredia Galindo

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO IMPLANTACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS Y ESTUDIO DE SU IMPACTO ECONÓMICO

Autor: M. Rocío Beltrán de Heredia Galindo

Director: M. Inmaculada Blázquez García

Madrid

Agosto 2020

IMPLANTACIÓN DE PANELES SOLARES Y ESTUDIO DE SU IMPACTO ECONÓMICO

Autor: Beltrán de Heredia Galindo, M. Rocío.

Director: Blázquez García, M. Inmaculada.

Entidad Colaboradora: Osprel

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Instalación fotovoltaica, panel, factura eléctrica.

1. Introducción

Europa está viviendo una transición hacia una nueva era basada en fuentes de energía renovables. Este cambio se ha visto impulsado por factores decisivos como pueden ser el calentamiento global o la escasez de combustibles fósiles.

España también apuesta por las energías limpias, y en concreto, la tecnología fotovoltaica es la forma más común de autoconsumo en el presente, entre otros aspectos por el reciente cambio en la legislación y su facilidad de instalación en el entorno.

La finalidad de implantar paneles solares es el esperado ahorro en la factura eléctrica, que en España últimamente no deja de crecer.

El objetivo principal del proyecto es el diseño de una instalación fotovoltaica destinada al autoconsumo industrial junto con el estudio de su viabilidad económica.

2. Descripción del modelo

Enfoque del diseño técnico

El proyecto se realiza para un cliente que presenta un consumo industrial, es decir, un consumo elevado. Por ello, será necesario instalar numerosos inversores para poder cubrir la mayor parte de la demanda del cliente con la instalación fotovoltaica.

Se ha diseñado una instalación para autoconsumo sin excedentes que no incluye baterías, por lo que toda la energía generada por la instalación se consume en el acto o se pierde.

Se ha optado por este tipo de instalación de autoconsumo ya que el cliente presenta un elevado consumo durante las 24 horas del día, 365 días al año.

Todo el diseño se realiza principalmente en base a las facturas eléctricas cedidas por el cliente de los meses comprendidos entre octubre de 2018 y septiembre de 2019 junto con el plano facilitado del complejo, el cual se corresponde con la *Figura 1*.

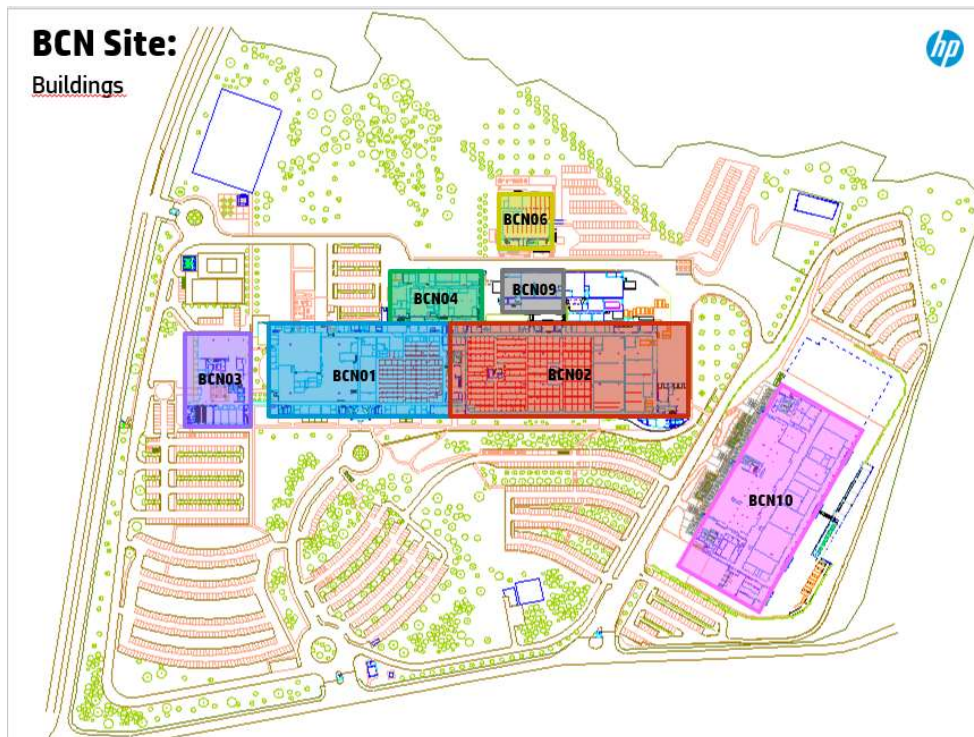


Figura 1. Plano del complejo. Fuente:HP.

Inicialmente se ha diseñado una instalación con un inversor de gran potencia (100KW) y posteriormente se ha duplicado dicha instalación mono-inversor el mayor número de veces que el espacio permite, eso sí, sin superar la demanda diaria del cliente.

Concretamente el óptimo que cubriría toda la demanda, aplicando un rendimiento del 75%, era duplicar 81 veces, pero finalmente por espacio sólo es posible instalar 52 inversores.

Las dimensiones técnicas de la instalación total se encuentran resumidas en la *Tabla 1*.

Dimensiones Técnicas	
Número Inversores	52
Número Strings por Inversor	14
Paneles por String	20

Tabla 1. Dimensiones técnicas de la instalación fotovoltaica.

Por lo tanto, la potencia instalada de la planta será de 5.200 KW.

Enfoque económico

Una vez realizado el diseño y calculada su productividad en la zona de instalación (Barcelona), se pretende estudiar si el proyecto presentado es rentable o no, y en el caso

de ser rentable interesa conocer cuáles son los beneficios aportados por el proyecto a lo largo de los años, es decir, cuáles van a ser los ahorros esperados en la factura energética.

Para poder obtener esta información se lleva a cabo el presupuesto de la inversión inicial, la cuenta de resultados, los flujos de caja y el balance junto con el VAN, la TIR y el PayBack.

3. Resultados

Enfoque técnico del diseño

El consumo diurno actual del cliente se sitúa en unos 26.874,68 KWh/día. Esta cifra será el objetivo de producción diario de la instalación.

Teniendo en cuenta las horas solares pico (HSp) de Barcelona, de media la instalación produce unos 23.136,904 KWh/día, lo que cubriría el 86% de la demanda actual del cliente.

Claramente este porcentaje variará en función del mes, ya que como puede observarse en la *Tabla 2*, las horas solares pico son mayores en los meses cálidos que en los fríos. Esto hace que la producción de energía fotovoltaica sea mayor en los meses más cálidos del año.

La *Tabla 2* recoge tanto la producción diaria de un panel como la producción diaria de toda la instalación.

Rendimiento por Placa	kWh/m2 Día	Wh Placa día	KWh Instalación día
Anual	4,673	1.589,073	23.136,904
Ene	3,104	1.055,490	15.367,939
Feb	3,815	1.297,437	18.890,687
Mar	4,743	1.612,955	23.484,618
Abr	5,261	1.788,989	26.047,683
May	5,655	1.923,257	28.002,626
Jun	5,936	2.018,870	29.394,743
Jul	6,122	2.081,961	30.313,346
Ago	5,745	1.953,701	28.445,881
Sep	5,162	1.755,447	25.559,315
Oct	4,280	1.455,700	21.194,988
Nov	3,288	1.118,279	16.282,140
Dic	2,908	989,062	14.400,737

Tabla 2. Producción diaria por panel y de la instalación en función del mes.

El consumo nocturno se sitúa en unos 18.790,25KWh/día. Este consumo no se podrá compensar de ningún modo ya que no se ha planteado la posibilidad de incluir un sistema de baterías en la instalación.

Enfoque económico

El proyecto requiere de una inversión inicial de 4.006.656,11€ para la puesta en marcha de la instalación. Esta inversión incluye elementos que no son propios de la instalación eléctrica, pero necesarios para aprovechar al máximo la capacidad de producción de la energía. Se está haciendo referencia a las cubiertas de los parkings, cuyo importe es casi un 25% de la inversión inicial comentada.

Para realizar el estudio económico se han llevado a cabo los siguientes supuestos:

- El estudio económico del proyecto contempla 15 años, plazo en el que se plantea la amortización contable de la instalación. No han sido tenidos en cuenta los ingresos (ahorros) generados por el proyecto con posterioridad a dicha fecha.
- No ha sido realizada ninguna hipótesis de aumento del consumo de energía por parte de HP, por lo que los consumos correspondientes a las facturas reales facilitadas (oct-18 / sep-19) son utilizados como constantes.
- Se ha aplicado un criterio conservador al no suponer un aumento de precios a lo largo de la vida del estudio, ni de la energía ni del Índice de Precios al Consumo (IPC). De no ser constantes, supondría un beneficio superior al reflejado en este análisis ya que las partidas de ingreso del proyecto (ahorro estimado en la factura de la luz) son claramente superiores a las de los costes (mantenimiento de la instalación). Tanto la inversión inicial como los costes financieros quedan fijados en el momento inicial.
- El proyecto se plantea de autoconsumo sin excedentes, por lo que no se produce venta de energía a la red.
- Los ingresos del proyecto están constituidos por el ahorro en consumo derivado de la energía generada por el proyecto. Este ahorro se ha estimado a partir de los elementos de la factura real de HP (oct-18 / sep-19) afectados por el consumo, no afectando los elementos fijos (potencia, contadores, etc.).
- Se ha realizado el estudio bajo el supuesto de financiación del 100% de la inversión mediante préstamo bancario a tipo de interés fijo, contemplando el gasto correspondiente a los intereses. A efectos comparativos, el análisis de rentabilidad (VAN, TIR y Pay-Back) se ha realizado, además, como si el 100% de la inversión se realizará sin endeudamiento, aportando la misma los recursos de HP.

Análisis Rentabilidad	
Coste Promedio Capital - WACC	5,00%
Valor Actual Neto Flujo - VAN	1.955.148,11
Tasa Interna Rentabilidad - sin deuda	8,90%
Pay-Back (años) - sin deuda	9
Tasa Interna Rentabilidad - con deuda	6,33%
Pay-Back (años) - con deuda	11

Tabla 3. Resultados del análisis de rentabilidad.

Los resultados reflejan una recuperación de la inversión en un periodo de 11 años si se necesita disponer de un crédito para realizar el proyecto, o de 9 años si se cuenta con el capital necesario.

Por otro lado, los flujos de caja muestran un beneficio durante los próximos 15 años, llevado a valor presente, de 1.955.148,11 €, lo que sin duda se traduce como una inversión rentable.

4. Conclusiones

A la vista de los resultados obtenidos se puede ver que el proyecto diseñado es rentable por lo que también es viable.

Técnicamente se ha procurado aprovechar la capacidad de cada inversor al máximo y se han ingeniado diversos entornos para la disposición de los paneles a lo largo de todo el complejo (azoteas, marquesinas de aparcamiento y terrenos) con el objetivo de sacar el mayor rendimiento al espacio disponible.

Finalmente se ha podido cubrir por término medio el 85 % del consumo actual, lo que supone un ahorro del 9,1 % en la factura eléctrica, lo que traducido al ámbito financiero se lee como un beneficio de 1.955.148,11€ transcurridos 15 años de la puesta en marcha de la instalación gracias a la inversión inicial.

Se puede concluir que la instalación de paneles solares para autoconsumo es un negocio rentable.

5. Referencias

- [1] REE, “Informe del Sistema Eléctrico Español 2019”. Junio 2020.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>.
- [2] Alonso Lorenzo, J. “Cómo dimensionar y calcular paneles solares fotovoltaicos necesarios”, SunFields Europe. Marzo 2019.
<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios/>.
- [3] BOE. “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089.

SOLAR PANEL INSTALLATION AND STUDY OF THE ECONOMIC IMPACT

Author: Beltrán de Heredia Galindo, M. Rocío.

Supervisor: Blázquez García, M. Inmaculada.

Collaborating Entity: Osprel

ABSTRACT

Keywords: PV System, electric panel, electricity bill.

1. Introduction

Europe is experiencing a transition to a new era based on renewable energy sources. This change has been driven by decisive factors such as global warming or the shortage of fossil fuels.

Spain is also committed to clean energies, and in particular, PV technology is the most common form of self-consumption today, among other aspects due to the recent change in legislation and its ease of installation in the environment.

The purpose of implementing solar panels is the expected savings in the electricity bill, which in Spain has not stopped growing lately.

The main objective of the project is the design of a photovoltaic installation for industrial self-consumption together with the study of its economic viability.

2. Model description

Technical approach

The project is carried out for a client that has an industrial consumption, that is, a high consumption. Therefore, it will be necessary to install numerous inverters in order to cover most of the customer's demand with the PV installation.

Self-consumption installation without surpluses has been designed that does not include batteries, so the energy generated by the installation is consumed immediately or is lost.

This type of self-consumption installation has been chosen since the client has a high consumption 24 hours a day, 365 days a year.

All the design is carried out mainly based on the electricity bills assigned by the client for the months between October 2018 and September 2019 together with the plan provided for the complex, which corresponds to the *Figure 1*.

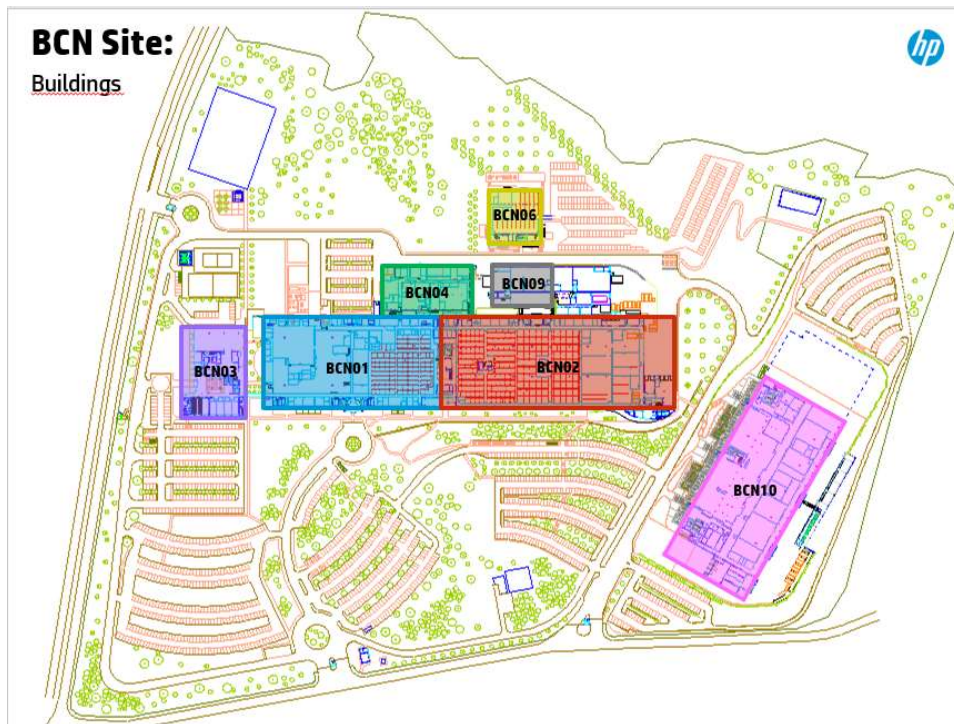


Figure 1. Plan of the complex. Source: HP.

Initially, an installation has been designed with a high-power inverter (100KW) and later said mono-inverter installation has been duplicated as many times as space allows, but without exceeding the customer's daytime demand.

Specifically, the optimum that covered all the demand, applying a yield of 75%, was to double 81 times, but finally by space it is only possible to install 52 inverters.

The technical dimensions of the total installation are summarized on the Table 1.

Dimensiones Técnicas	
Número Inversores	52
Número Strings por Inversor	14
Paneles por String	20

Table 1. Technical dimensions of the PV plant.

Therefore, the installed power of the plant will be 5.200 KW.

Economic approach

Once the design has been carried out and its productivity has been calculated in the installation area (Barcelona), it is intended to study whether the project presented is profitable or not, and in the case of being profitable, it is interesting to know what are the benefits provided by the project throughout over the years, that is, what will be the expected savings in the energy bill.

In order to obtain this information, the initial investment budget, the income statement, the cash flows and the balance are carried out together with the NPV, the IRR and the PayBack.

3. Results

Technical approach

The customer's current daytime consumption stands at around 26,874.68 KWh / day. This figure will be the facility's daily production target.

Taking into account the peak solar hours in Barcelona, on average the installation produces about 23,136,904 KWh / day, which would cover 86% of the current customer demand.

Clearly, this percentage will vary depending on the month, since as can be seen in *Table 2*, peak solar hours are higher in warm months than in cold ones. This means that the production of photovoltaic energy is higher in the warmer months of the year.

Table 2 shows both the daily production of a panel and the daily production of the entire installation.

Rendimiento por Placa	kWh/m2 Día	Wh Placa día	KWh Instalación día
Anual	4,673	1.589,073	23.136,904
Ene	3,104	1.055,490	15.367,939
Feb	3,815	1.297,437	18.890,687
Mar	4,743	1.612,955	23.484,618
Abr	5,261	1.788,989	26.047,683
May	5,655	1.923,257	28.002,626
Jun	5,936	2.018,870	29.394,743
Jul	6,122	2.081,961	30.313,346
Ago	5,745	1.953,701	28.445,881
Sep	5,162	1.755,447	25.559,315
Oct	4,280	1.455,700	21.194,988
Nov	3,288	1.118,279	16.282,140
Dic	2,908	989,062	14.400,737

Table 2. Daily production per panel and plant depending on the month.

Nighttime consumption is around 18,790.25KWh / day. This consumption cannot be compensated in any way since the possibility of including a battery system in the installation has not been considered.

Economic approach

The project requires an initial investment of € 4,006,656.11 to start up the installation. This investment includes elements that are not typical of the electrical installation, but

necessary to make the most of the energy production capacity. Reference is being made to car park covers, the amount of which is almost 25% of the initial investment mentioned.

To carry out the economic study, the following assumptions have been carried out:

- The economic study of the project contemplates 15 years, a period in which the accounting amortization of the installation is proposed. The income (savings) generated by the project after that date has not been taken into account.
- No hypothesis of increased energy consumption has been made by HP, so the consumption corresponding to the actual invoices provided (Oct-18 / Sep-19) are used as constants.
- A conservative criterion has been applied by not assuming an increase in prices throughout the life of the study, neither for energy nor for the Consumer Price Index (CPI). If they are not constant, it would represent a higher benefit than that reflected in this analysis since the income items of the project (estimated savings in the electricity bill) are clearly higher than the costs (maintenance of the installation). Both the initial investment and the financial costs are fixed at the initial moment.
- The project is designed for self-consumption without surpluses, so there is no sale of energy to the grid.
- Project income is made up of savings in consumption derived from the energy generated by the project. This saving has been estimated from the elements of the actual HP bill (Oct-18 / Sep-19) affected by consumption, it does not affect the fixed elements (power, meters, etc.).
- The study has been carried out under the assumption of financing 100% of the investment by means of a bank loan at a fixed interest rate, considering the expense corresponding to interest. For comparative purposes, the profitability analysis (NPV, IRR and Pay-Back) has also been carried out as if 100% of the investment will be made without debt, contributing HP resources.

Análisis Rentabilidad	
Coste Promedio Capital - WACC	5,00%
Valor Actual Neto Flujo - VAN	1.955.148,11
Tasa Interna Rentabilidad - sin deuda	8,90%
Pay-Back (años) - sin deuda	9
Tasa Interna Rentabilidad - con deuda	6,33%
Pay-Back (años) - con deuda	11

Table 3. Results of the profitability analysis.

The results reflect a recovery of the investment in a period of 11 years if a loan is needed to carry out the project, or 9 years if the necessary capital is available.

On the other hand, cash flows show a profit over the next 15 years, taken to present value, of € 1.955.148,11 which undoubtedly is translate as a profitable investment.

4. Conclusions

In view of the results obtained, it can be seen that the designed project is profitable, so it is also viable.

Technically, we have tried to take advantage of the capacity of each inverter to the maximum and various environments have been designed for the arrangement of the panels throughout the entire complex (roofs, parking canopies and grounds) in order to get the best performance from the space available.

Finally, it has been possible to cover on average 86% of current consumption, which represents a saving of 9,1% in the electricity bill, which translated into the financial sphere is read as a profit of 1.955.148,11€ 15 years after the start-up of the installation thanks to the initial investment.

It can be concluded that the installation of solar panels for self-consumption is a profitable business.

1. References

- [1] REE, "Report of the Spanish Electricity System 2019". June 2020.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>.
- [2] Alonso Lorenzo, J. "How to size and calculate the necessary photovoltaic solar panels", SunFields Europe. March 2019.
<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios/>.
- [3] BOE. "Royal Decree 244/2019, of April 5, which regulates the administrative, technical and economic conditions of self-consumption of electricity".
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Motivación y Objetivos	14
Capítulo 2. Legislación referida al autoconsumo	17
Capítulo 3. Diseño de la planta.....	21
3.1 Emplazamiento.....	21
3.2 Consumo energético actual	24
3.3 Cálculo de la potencia a instalar y disposición.....	27
3.3.1 Potencia de los paneles fotovoltaicos.....	28
3.3.2 Inclinación y orientación óptima de los paneles	30
3.4 Elementos de la instalación	35
3.4.1 Elección del módulo fotovoltaico	35
3.4.2 Estructura de soporte	37
3.4.3 Inversor	41
3.4.4 Sistema antivertido	42
3.4.5 Protecciones	45
3.4.6 Cableado	50
3.4.7 Puesta a tierra	54
3.4.8 Canalizaciones	56
Capítulo 4. Cálculos	58
4.1 Cableado.....	58
4.1.1 DC	58
4.1.2 AC.....	59
4.2 Puesta a tierra	61
4.3 Canalizaciones.....	65
Capítulo 5. Estudio del impacto económico	68
5.1 Inversión inicial.....	68
5.2 Generación de ahorros.....	72
5.3 Cuenta de resultados.....	83

5.4	Flujos de caja.....	85
5.5	Balance	88
5.6	Análisis de rentabilidad.....	90
5.6.1	<i>Análisis de rentabilidad adicional.....</i>	<i>92</i>
Capítulo 6. Conclusiones.....		94
Capítulo 7. Bibliografía.....		96
ANEXO I Fichas técnicas de los equipos		98
	Panel solar.....	98
	Inversor	99
	Sistema antivertido.....	101
	Analizador de Red.....	103
	Estructuras de Soporte	105
	Interruptor magnetotérmico	107
	Tubos de canalización superficial.....	108
	Tubos de canalización enterrada.....	108
	Pica de puesta a tierra	109
ANEXO II Objetivos de Desarrollo Sostenible.....		111

Índice de figuras

Figura 1. Plano del complejo. Fuente:HP.	10
Figura 4. Tiempo hasta agotamiento de los recursos fósiles a actual ritmo de consumo.....	7
Figura 5. Países con mayor porcentaje de energía generada	10
Figura 6. Estructura de la generación de energía eléctrica en España en 2018 y 2019.....	11
Figura 7. Estructura de la generación de energía renovable eléctrica en España en 2019..	11
Figura 8. Evolución temporal de la potencia solar fotovoltaica instalada en España en los últimos años.....	12
Figura 9. Potencia instalada para autoconsumo en España.	15
Figura 10. Potencia instalada para autoconsumo por comunidades autónomas en España en 2018.	15
Figura 11. Mapa de transmitancia térmica máxima en España. Fuente: Kömmerling.....	21
Figura 12. Información aportada por el cliente sobre el espacio disponible.	22
Figura 13. Información aportada por el cliente sobre el espacio disponible.	23
Figura 14. Consumo y gasto eléctrico del cliente durante un periodo de doce meses. Fuente: HP.	24
Figura 15. Consumo eléctrico total del cliente durante un periodo de doce meses.....	25
Figura 16. Potencia contratada en los diferentes periodos tarifarios.	26
Figura 17. Ángulos azimutal y de inclinación.....	31
Figura 18. Ángulo azimutal de la planta a estudiar.	31
Figura 19. Pérdidas por orientación e inclinación. Fuente: IADE.	32
Figura 20. Radiación solar global diaria (MJ/m ² /día) en la ciudad de Barcelona en función de la inclinación de la superficie (β). Fuente: Atlas de radiación solar de Cataluña.....	33
Figura 21. Distancia entre paneles solares.....	34
Figura 22. Panel solar monocristalino. Fuente: SunFields.....	35
Figura 23. Panel solar policristalino.	36
Figura 24. Panel solar amorfo.....	36

Figura 25. Características del módulo fotovoltaico empleado.	37
Figura 26. Diversos soportes fijos existentes en el mercado.	38
Figura 27. Estructura con referencia solar.	38
Figura 28. Estructura de soporte fija para cubierta plana.	39
Figura 29. Distribución de los parkings del complejo.	40
Figura 30. Marquesina con ménsula recta de tipo IPE.	40
Figura 31. Estructura de soporte fija para cubierta metálica.	41
Figura 32. Ejemplo de instalación de un sistema antivertido dentro de la instalación fotovoltaica.	44
Figura 33. Esquema de un disyuntor magnetotérmico.	45
Figura 34. Protección contra sobretensiones (SPD).	46
Figura 35. Protección de sobreintensidad.	47
Figura 36. Esquema interno de un interruptor diferencial.	48
Figura 37. Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra.	55
Figura 38. Sección admisible por el criterio de máxima intensidad admisible.	61
Figura 39. Esquema de puesta a tierra según configuración IT.	61
Figura 40. Tipos de electrodos de puesta a tierra.	63
Figura 41. Puesta a tierra del módulo fotovoltaico.	65
Figura 42. Método de instalación B1. Fuente: ITC-BT-21.	65
Figura 43. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: ONU.	111

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Dimensiones técnicas de la instalación fotovoltaica.</i>	10
<i>Tabla 2. Producción diaria por panel y de la instalación en función del mes.....</i>	11
<i>Tabla 3. Resultados del análisis de rentabilidad.</i>	13
Tabla 4. Distribución anual de los periodos horarios de la tarifa de acceso eléctrica 6.1A.25	
Tabla 5. Consumo anual del cliente en los seis periodos establecidos.....	26
Tabla 6. Características técnicas del panel solar.	28
Tabla 7. Rendimiento diario por panel según el mes en Barcelona.	29
Tabla 8. Producción anual estimada de la instalación fotovoltaica.....	30
Tabla 9. Producción anual y mensual de toda la instalación.....	30
Tabla 10. Características principales del inversor.....	42
Tabla 11. Características principales del sistema antivertido.....	43
Tabla 12. Características principales del analizador de red.....	44
Tabla 13. Datos necesarios para la elección de interruptor magnetotérmico.....	47
Tabla 14. Características principales del Interruptor magnetotérmico.....	48
Tabla 15. Características principales del cableado DC.	52
Tabla 16. Características principales del cableado de PaT de los paneles.....	52
Tabla 17. Características principales del cableado de puesta a tierra.....	53
Tabla 18. Características principales del Cable AC.....	54
Tabla 19. Características de los tubos para canalizaciones de la instalación.....	57
Tabla 20. Elección de la sección del cable de puesta a tierra en función del conductor de la instalación. Fuente: ITC-BT-18.....	64
Tabla 21. Diámetro de tubos fijos en superficie según número de conductores.....	66
Tabla 22. Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas. Fuente: IEC-BT- 21	66
Tabla 23. Diámetro exterior mínimo de tubo enterrado. Fuente: IEC-BT-21.....	67
Tabla 24. Dimensiones técnicas de la instalación.....	68

Tabla 25. Distancias medias consideradas en la instalación.	68
Tabla 26. Presupuesto del equipo.	69
Tabla 27. Presupuesto del cableado.	69
Tabla 28. Presupuesto de la obra civil.	70
Tabla 29. Resumen del presupuesto.	70
Tabla 30. Fases de construcción del proyecto y llegada de material.	72
Tabla 31. Resumen de gastos durante el proceso de construcción.	72
Tabla 32. Coste mensual del término de potencia.	75
Tabla 33. Coste anual del término de potencia.	75
Tabla 34. Coste del término de energía ATR por periodo.	76
Tabla 35. Coste anual del término de energía ATR por periodo.	77
Tabla 36. Coste del término de energía ATR promedio mensual.	77
Tabla 37. Coste del término de energía ATR promedio.	78
Tabla 38. Coste del término de energía ML medio.	79
Tabla 39. Coste anual del término de energía ML promedio.	79
Tabla 40. Impuesto eléctrico promediado.	80
Tabla 41. Ahorro mensual conseguido con la instalación fotovoltaica.	81
Tabla 42. Ahorro anual conseguido con la instalación fotovoltaica.	81
Tabla 43. Proyección a 15 años del ahorro anual.	82
Tabla 44. Mes de puesta en marcha de cada fase de la instalación junto con el porcentaje que representa.	82
Tabla 45. Mantenimiento anual de la instalación asumido.	83
Tabla 46. Cuenta de resultados.	84
Tabla 47. Supuestos tomados para realizar los flujos de caja.	85
Tabla 48. Flujos de caja.	87
Tabla 49. Balance.	90
Tabla 50. Resultados del análisis de rentabilidad.	91
Tabla 51. Resultados del análisis de rentabilidad adicional.	93

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El modelo energético global se caracteriza por un crecimiento constante del consumo energético, basado en recursos finitos, principalmente combustibles fósiles y, por tanto, en unas tendencias insostenibles tanto por los riesgos relativos a la seguridad de suministro (cantidad y precio) como porque contribuyen de forma importante al cambio climático.

Ya se ha llegado a un punto en el que los recursos fósiles utilizados para la generación de electricidad se están agotando. En concreto, si se continuase con el ritmo actual de consumo, las reservas de carbón, gas natural o petróleo durarían 150, 65 y 45 años respectivamente como puede observarse en el *gráfico 1*.

Año de agotamiento de los recursos fósiles a ritmo de consumo actual

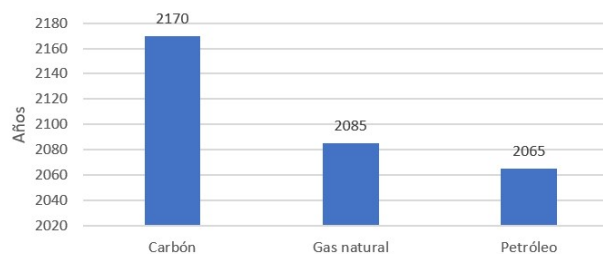


Figura 2. Tiempo hasta agotamiento de los recursos fósiles a actual ritmo de consumo.
Fuente: Elaboración propia.

El empleo recurrente de recursos fósiles supone una pieza fundamental en el proceso del cambio climático por el cual, debido a las acciones del ser humano los patrones climáticos están cambiando, los niveles del mar están aumentando, los eventos climáticos son cada vez más extremos y las emisiones del gas de efecto invernadero están ahora en los niveles más altos de la historia. Al ritmo de consumo actual la temperatura media de la superficie terrestre podría aumentar unos 3 grados centígrados este siglo.

El cambio climático es un problema de carácter global y todos los países deberían de adoptar medidas para reducir el uso de combustibles fósiles, sin embargo, la realidad es que cada país se mueve por sus propios intereses económicos, por lo que los países que poseen recursos fósiles se niegan a reducir dicha producción, como es el caso de Estados Unidos, China o India.

Por otro lado, encontramos países que carecen de dichos recursos, por lo que siempre se han visto obligados a importar recursos fósiles, lo que hace que su economía sea bastante vulnerable. Este tipo de países son los que más concienciados con el cambio climático se encuentran y los que más interés presentan en incluir nuevas tecnologías, como es el caso de las energías renovables, a su mix tecnológico. Europa es el continente más comprometido con el cambio climático llevando numerosas actuaciones para hacer frente al reto del cambio climático.

En este sentido, el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo han aprobado numerosas Directivas, Decisiones y Reglamentos relacionados con la lucha contra al cambio climático. España, como parte de la UE, y como país firmante de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático y su Protocolo de Kioto, tiene la obligación de aplicar las diferentes normas que se acuerdan tanto a nivel internacional como a nivel europeo.

En el contexto UE, destaca la aprobación, en 2008, del Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático 2013-2020, por medio del cual se establecen los objetivos del 20/20/20 en materia de energías renovables, eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a alcanzar para 2020.

En las Conclusiones del Consejo Europeo de octubre de 2014, se aprobó el Marco de Políticas de Energía y Cambio Climático 2021-2030 (“Marco 2030”), con el fin de dotar de continuidad al Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático. Posteriormente, en 2018, se revisaron al alza los objetivos de energías renovables y eficiencia energética, de forma que los objetivos europeos en materia de clima y energía son:

- Un objetivo vinculante para la UE en 2030 de, al menos, un 40% menos de emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con 1990.
- Un objetivo vinculante para la UE en 2030 de, al menos, un 32% de energías renovables en el consumo de energía.
- Un objetivo indicativo para la UE en 2030 de, al menos, un 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- La consecución urgente, a más tardar en 2020, del actual objetivo de interconexiones de electricidad del 10%, en particular para los Estados Bálticos y la península ibérica, y del objetivo de alcanzar el 15% de aquí a 2030.

España en concreto es un país que importa aproximadamente un 75% de los recursos energéticos debido a la escasez de recursos naturales propios. Las reservas existentes de carbón en territorio español tienen una calidad deficiente.

Actualmente al analizar el mix tecnológico del país se observa que un 60% de la energía que consumimos proviene de recursos fósiles. Sin embargo, la situación geográfica de España hace que la instalación de fuentes renovables y en concreto, de generación fotovoltaica sea más atractiva que en muchos otros países de la Unión Europea, debido a la gran cantidad de radiación solar incidente en la Península.

Como país miembro de la Unión Europea, el Gobierno consideró en sus proyecciones que se produciría una creciente electrificación del modelo energético. Todo ello se reflejó en los escenarios propuestos en el Plan Español de Energías Renovables (PER) 2011-2020, enviado a la Comisión Europea en enero de 2010 por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) y aprobado por el Consejo de Ministros el 11 de noviembre de 2011. En este documento se incluía un objetivo de reducción global de la intensidad energética en un 20% a 2020, con una reducción anual del 2% en dicho horizonte.

También se considera que debido a la tendencia a la electrificación de la economía habrá que prestar especial atención a la introducción de la electricidad en sectores como es el transporte, que actualmente representa alrededor del 40% del consumo de energía final, y donde las perspectivas de introducción del vehículo eléctrico serán claves para avanzar en

su electrificación. En 2012, cerca del 2% de los coches del parque automovilístico internacional era de vehículos eléctricos y para 2030 se espera llegar a los 56 millones de vehículos.

Las medidas de fomento del ferrocarril contribuirán también a la electrificación del sector transporte.

Como ya se ha nombrado antes, las tecnologías renovables cuentan con un papel importante en las normativas vigentes para frenar el cambio climático. En el año 2018 los países que encabezaban el uso de energías renovables en su generación era los siguientes:

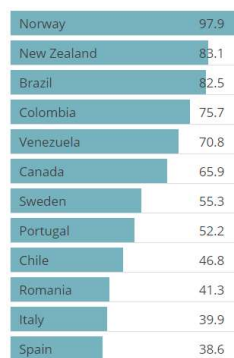


Figura 3. Países con mayor porcentaje de energía generada procedente de fuentes renovables. Fuente: Enerdata.

España, como puede observarse, se sitúa entre los países con mayor instalación de tecnologías renovables en su territorio a nivel mundial, una lista encabezada por Noruega.

Recientemente se puede ver que tras el cierre de 2019 las renovables representan ya el 49,3 % del total del parque generador de energía eléctrica en nuestro país (más de 108.000 MW). En 2019 el 36,8 % de la electricidad generada en nuestro país fue renovable y el 58,6 % fue libre de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

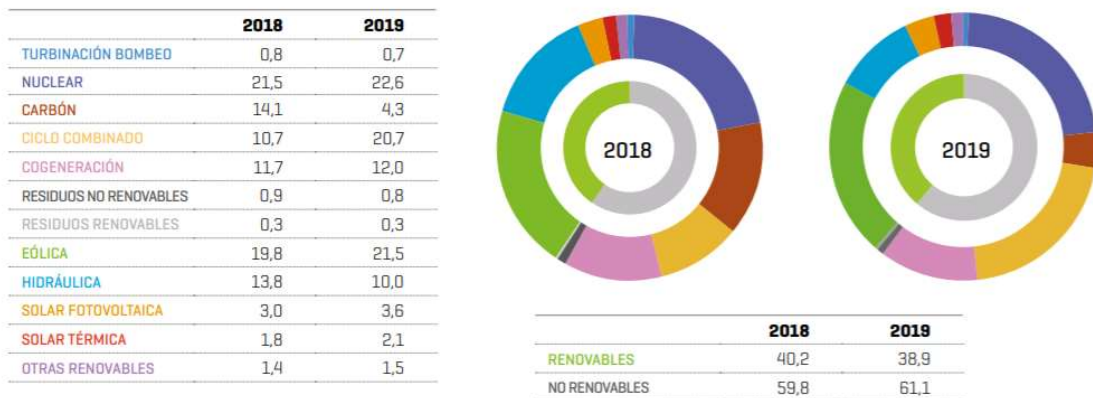


Figura 4. Estructura de la generación de energía eléctrica en España en 2018 y 2019.
Fuente: REE

Estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular 2019 [%]

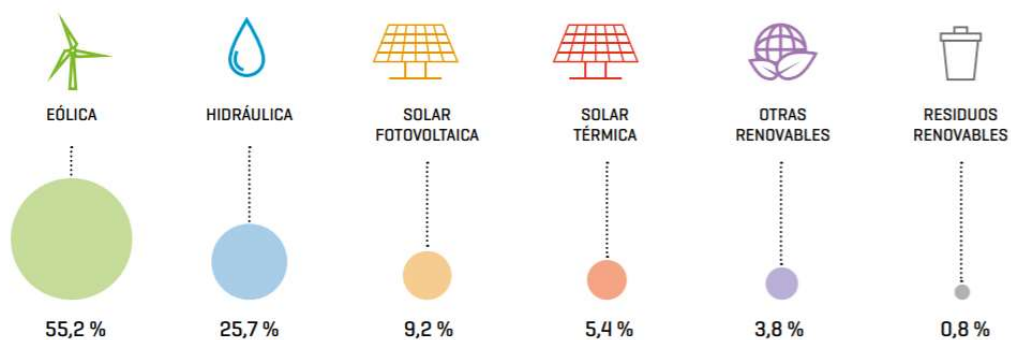


Figura 5. Estructura de la generación de energía renovable eléctrica en España en 2019.
Fuente: REE

Según los datos publicados por Red Eléctrica de España, la previsión de la demanda de energía eléctrica nacional en 2019 es de 264.843 GWh, un 1,5 % inferior respecto a la del 2018.

En concreto la solar fotovoltaica, que cierra 2019 con más de 7.800 MW de potencia instalada, ha sido este año la tecnología que más ha incrementado su presencia en el parque de generación español, con un aumento del 66 % respecto a 2018.

Gracias a la *Figura 6* se puede deducir que el mundo de la fotovoltaica ha experimentado un crecimiento elevado en los dos últimos años en comparación con el crecimiento existente años atrás.

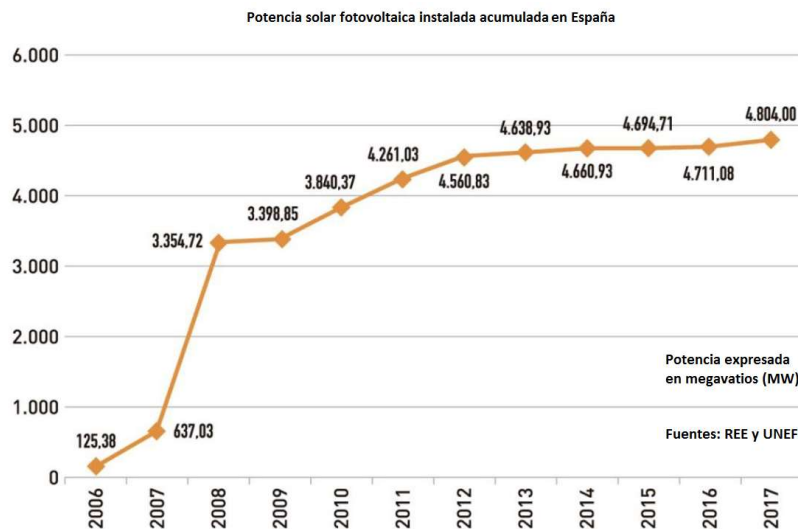


Figura 6. Evolución temporal de la potencia solar fotovoltaica instalada en España en los últimos años.
Fuente: REE y UNEF

El crecimiento de la solar fotovoltaica se ha visto impulsado en nuestro país por la eliminación del denominado Impuesto al Sol, y la progresiva supresión de trabas burocráticas, propiciadas por el nuevo marco legal establecido por la actual administración en los Reales Decretos 15/2018 y 244/2019.



Potencia instalada nacional (MW)

	2016	2017	2018	2019
Hidráulica convencional y mixta	17.033	17.030	17.049	17.049
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	3.329
Hidráulica	20.362	20.359	20.378	20.378
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117
Carbón	10.004	10.004	10.030	9.683
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	2.503
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.284	26.284
Hidroeléctrica	11	11	11	11
Resto hidráulica ⁽¹⁾	-	-	-	-
Eólica	23.050	23.130	23.507	23.725
Solar fotovoltaica	4.686	4.688	4.714	5.817
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304
Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾	858	860	865	878
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾	5.979	5.814	5.741	5.694
Residuos no renovables ⁽⁴⁾	497	497	491	490
Residuos renovables ⁽⁴⁾	162	162	162	160
Total	104.647	104.108	104.094	105.046

*Tabla 1. Evolución de la potencia instalada en España.
Fuente: REE*

Se trata del mayor ritmo de crecimiento de esta fuente de energía en España desde 2008, cuando se instalaron cerca de 2.700 MW de nueva potencia. Este ritmo puede ocasionar dificultades para el operador de la red (REE), por lo que será necesario instalar una nueva planificación energética 2021-2026, en la que ya están trabajando conjuntamente REE con las comunidades autónomas y el propio Gobierno.

Por otro lado, debido a la modificación de la legislación, y en concreto debido a la publicación del RD 244/2019 la instalación de paneles fotovoltaicos para autoconsumo se ha disparado. En Europa, en países como Alemania o Austria lleva muchos años en auge, y ahora en España cada vez son más las empresas o particulares que recurren a este sistema con el objetivo de ahorrar costes en su factura eléctrica.

El empleo de placas fotovoltaicas para autoconsumo requiere de una inversión inicial de en torno a unos 1500 euros por kilovatio de potencia más el coste adicional y opcional de una batería que te permita almacenar la energía obtenida del Sol.

Tras el análisis realizado sobre el futuro de la generación de energía, todo indica que las tecnologías renovables terminarán por imponerse en la sociedad y que cada vez serán más efectivas. Como consecuencia de estos avances, las empresas y particulares tienden cada vez más a aprovecharse de estas novedades y emplean para ello el autoconsumo. Concretamente en España el autoconsumo tiene mucho potencial, puesto que el emplazamiento de este país cuenta con unas condiciones climatológicas óptimas, a lo que se suma un motivo económico: los españoles pagan una de las facturas eléctricas más caras de Europa, que no deja de aumentar.

1.1 MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS

Como ya se ha mencionado en la introducción, el empleo de paneles fotovoltaicos para autoconsumo está actualmente en auge en nuestro país como resultado de un avance tecnológico sumado a un cambio en la legislación que no supone cargos ni subvenciones al autoconsumo.

Cada vez son más las empresas que se plantean invertir en autoconsumo. Según cálculos de UNEF, la asociación sectorial de la energía solar fotovoltaica en España, en la actualidad la inversión de una instalación industrial de 50 kW de potencia se puede recuperar en un plazo de 5 años, dado que la tecnología solar fotovoltaica ya es más barata que las fuentes de energía convencionales (nuclear, gas, carbón, ...).

El desarrollo de esta forma de producción de energía, la integración de la energía fotovoltaica en la edificación y el incremento de las baterías para almacenar energía, son los principales factores clave que pueden permitir un desarrollo continuado y sostenible en el tiempo para hacer de la energía fotovoltaica un factor de crecimiento, independencia energética y empleo de calidad.

A continuación, se muestra la evolución temporal de la potencia fotovoltaica instalada para autoconsumo en España:

Nueva potencia instalada en autoconsumo en España

En megavatios

Como los grandes proyectos estaban paralizados por los recortes en 2013, el total de la nueva potencia instalada en España era de instalaciones de autoconsumo a partir de 2014.



- Potencia fotovoltaica total instalada
- Potencia fotovoltaica para autoconsumo (porcentaje del total)
- En plantas solares

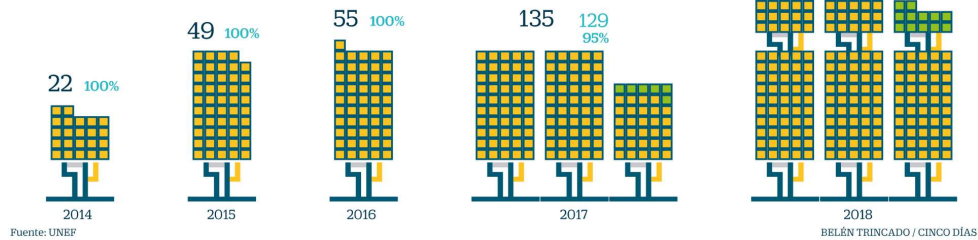


Figura 7. Potencia instalada para autoconsumo en España.
Fuente: UNEF, Belén Trincado/Cinco Días

Se puede observar que en 2018 la distribución de la fotovoltaica instalada para autoconsumo en España variaba según la comunidad autónoma:



Figura 8. Potencia instalada para autoconsumo por comunidades autónomas en España en 2018.
Fuente: Elaboración propia basada en los datos proporcionados por EnerAgen.

El objetivo de este proyecto es realizar un análisis completo sobre la instalación de unas placas fotovoltaicas en un edificio de la empresa HP en Cataluña para autoconsumo.

A partir de los datos facilitados por el cliente se decidirá la potencia de las placas a instalar y se realizará un estudio económico sobre los costes del proyecto y los posibles ahorros que

conllevaría su instalación en dicho edificio. También se analizará su instalación en el terreno disponible propiedad de la empresa.

Los principales objetivos del proyecto son:

- Realizar un análisis de los datos facilitados provenientes de las facturas eléctricas del cliente.
- Elegir los paneles fotovoltaicos a instalar, así como los elementos principales de la instalación.
- Presentar una posible disposición de la instalación fotovoltaica acorde al consumo del cliente.
- Llevar a cabo un análisis económico sobre el proyecto.

La metodología empleada consiste en realizar un primer análisis de los datos facilitados por el cliente, a partir de los cuales se pretende elegir el tipo de placas adecuadas que se instalarán. A continuación, se propondrá un modelo sobre la posible disposición de la planta. Por último, se estimarán los posibles ahorros y en base a eso se calculará la amortización de la planta fotovoltaica instalada.

Los recursos que se emplearán en la realización de este proyecto serán principalmente:

- Word
- Excel

El proyecto pretende desarrollar una instalación fotovoltaica siguiendo los pasos indicados, con el objetivo de lograr minimizar la factura eléctrica de la empresa cliente: HP España.

Capítulo 2. LEGISLACIÓN REFERIDA AL AUTOCONSUMO

En el **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**, se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Pretende dar continuidad a lo establecido en el Real Decreto-ley 15/2018, reglamentando todos aquellos aspectos no definidos en dicho texto.

Los principales puntos tratados en este Real Decreto incluyen:

- Tipologías de autoconsumo:
 - Autoconsumo sin excedentes. Estas instalaciones necesitarán un equipo antivertido que garantice que no se vierta nada de energía a la red. De acuerdo con la Ley 24/2013, este tipo de autoconsumidor tendrá la consideración de “sujeto consumidor”. Su tramitación administrativa es mínima.
 - Autoconsumo con excedentes. Aquellas instalaciones que en ocasiones inyectan energía a la red eléctrica. Dentro de esta modalidad distinguimos dos bloques importantes:
 - Modalidad con excedentes acogidos a compensación. La comercializadora eléctrica compensará en la factura eléctrica la energía vertida a la red. A esta categoría podrán acogerse las viviendas e industrias con una potencia instalada inferior a los cien Kilovatios (100 KW).
 - Modalidad con excedentes no acogidos a compensación. Aquellas instalaciones, en principio con una potencia instalada mayor a cien Kilovatios (100 KW), cuyos excedentes van a ser volcados a la red en régimen de venta en lugar de mediante un régimen de compensación.

El precio de dicha energía vertida será dispuesto por la legislación de instalaciones generadoras de electricidad.

Dichas modalidades de autoconsumo podrán modificarse anualmente.

Asimismo, en todos los casos podrán instalarse sistemas de almacenamiento.

- Reglamentación del autoconsumo colectivo.
 - Definición autoconsumidor:
 - Autoconsumo individual. Podrá acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo (con o sin vertido). Si el autoconsumo se realiza a través de red, necesariamente tendrá la consideración de “autoconsumo con excedentes” en cualquiera de sus modalidades.
 - Autoconsumo colectivo. Podrá acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo (con o sin vertido). Si el autoconsumo se realiza a través de red, necesariamente tendrá la consideración de “autoconsumo con excedentes” en cualquiera de sus modalidades.
- Todos los autoconsumidores asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo. Cuando se trate de un autoconsumo colectivo con venta de excedentes, el titular de la instalación tendrá la consideración de consumidor en lo que respecta a sus consumos auxiliares.
- En ambos casos, el consumidor/es y el propietario de la instalación podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes.
- En lo referido a autoconsumo sin excedentes el/los titular/es del punto de suministro y de la instalación serán el mismo/los mismos.
- Para instalaciones fotovoltaicas la potencia instalada será la potencia máxima del inversor.

- Se permite que el consumidor y el propietario de la instalación sean diferentes.
- Simplificación de tramitación.
 - Las instalaciones sin excedentes o las de excedentes de hasta quince kilovatios (15 kW) no necesitan permisos de acceso y conexión.
 - Para instalaciones de hasta 100 kW conectadas a baja tensión el contrato de acceso con la distribuidora será realizado de oficio por la empresa distribuidora.
- Establece los equipos de medida a instalar.
 - De forma general, solamente hace falta un equipo de medida bidireccional en el punto frontera.
 - Los autoconsumos colectivos, con excedentes no acogidos a compensación con varios contratos de suministro o tecnología no renovable deberán contar con 2 equipos: uno para consumo y otro que mida la generación neta.
 - En ciertos casos, se permite que el contador de medida se ubique fuera del punto frontera.
- Implanta el régimen económico en función del tipo de autoconsumo:
 - Autoconsumo con excedentes acogidos a compensación: pueden (i) vender la energía en el pool, o (ii) compensar mensualmente excedentes, mediante la valoración de la energía horaria excedentaria (compensación simplificada). El importe a compensar nunca podrá exceder de la valoración mensual de la energía horaria consumida.
 - Autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación: deben vender los excedentes en el mercado.

- Inscripción automática en el Registro de Autoconsumo para ciertos casos.

- Instaura un procedimiento de conexión y acceso. Dependiendo de la modalidad y tipo de instalación, se estará obligado a solicitar permiso de acceso y conexión.
 - Instalaciones exentas de obtener permisos de acceso y conexión:
 - Instalación de autoconsumo sin excedente.
 - Instalaciones de autoconsumo con excedente inferior a quince Kilovatios (15 KW) en suelo urbanizado.
 - Instalaciones obligadas a solicitar permisos de acceso y conexión:
 - Instalaciones de autoconsumo con excedentes superiores a quince Kilovatios(15kW).

Aunque no lo cita expresamente, las instalaciones con una potencia inferior a cien Kilovatios (100 kW) se acogerán a los procedimientos del RD1699/2011 mientras que las instalaciones que generen más de cien Kilovatios (100kW) se acogerán al RD1955/2000.

Una vez se apruebe el RD de Conexión y Acceso será éste el que determine las condiciones de acceso.

Capítulo 3. DISEÑO DE LA PLANTA

3.1 EMPLAZAMIENTO

La localización de la instalación fotovoltaica para autoconsumo son las oficinas de HP en Cami de Can Graells 1-21, Sant Cugat del Valles, Barcelona.

Como puede observarse en la imagen siguiente, la zona de Barcelona cuenta con una transmitancia térmica máxima de 4,40 W/m²K (zona C), lo que implica que es una localización no óptima, pero si considerablemente apta para realizar la instalación fotovoltaica.

MAPA DE ZONIFICACIÓN CLIMÁTICA, RÉGIMEN DE INVIERNO.
Transmitancia térmica máxima de hueco (W/m²K).

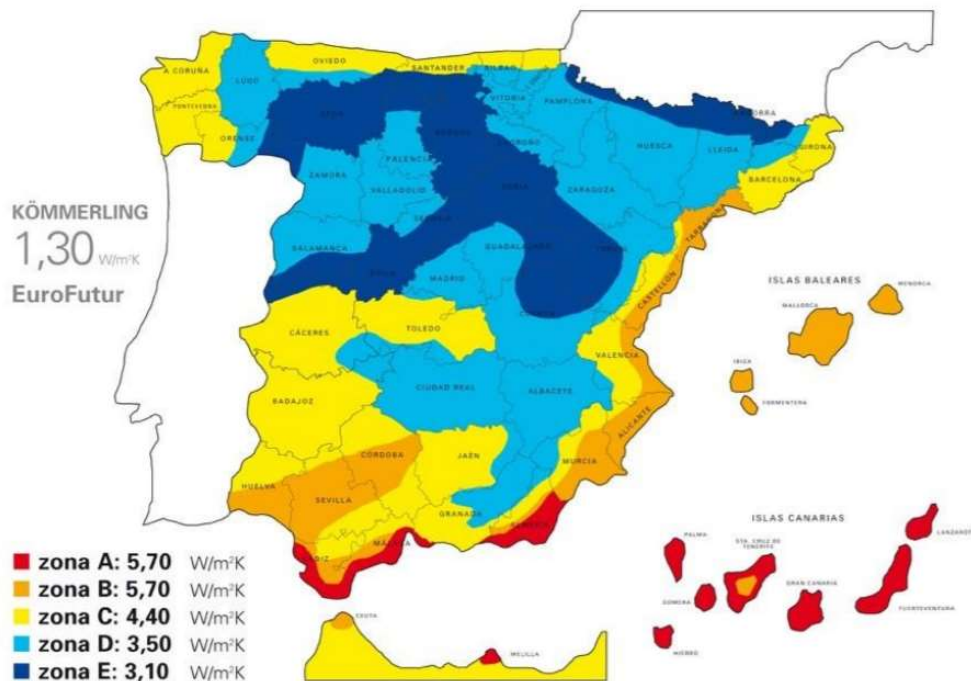


Figura 9. Mapa de transmitancia térmica máxima en España. Fuente: Kömmerling.

El complejo posee varios edificios con múltiples azoteas donde es posible la instalación de los paneles fotovoltaicos. La única cosa a tener en cuenta es que el edificio BCN10 ya incluye una pequeña instalación fotovoltaica, pero no situada en el tejado. El proyecto llevado a cabo será una instalación independiente de la ya existente puesto que no se conocen datos sobre dicha instalación.

A continuación, se muestra la información ofrecida por el cliente sobre el complejo, así como su dirección y coordenadas GPS.

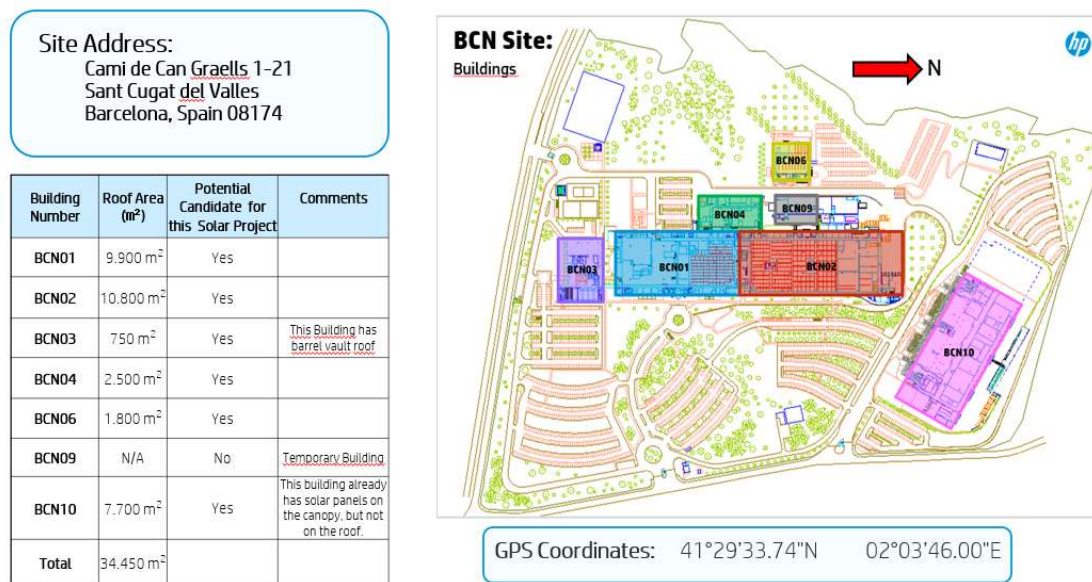


Figura 10. Información aportada por el cliente sobre el espacio disponible.
Fuente: HP.



*Figura 11. Información aportada por el cliente sobre el espacio disponible.
Fuente: HP.*

Dado que el consumo del cliente es muy elevado, se procurará utilizar cualquier espacio disponible, lo que implica emplear todas las azoteas y tejados disponibles.

Tras un breve estudio de las cubiertas, para la instalación de los paneles se diferenciarán los tejados BCN03 y BCN04, caracterizados por su inclinación, y las azoteas BCN01, BCN02, BCN06 y BCN10, todas ellas planas.

Llevado a la práctica se supondrá que todos los tejados son planos y sin ningún obstáculo que pueda ocasionar sombras indeseadas debido a la ausencia de información mediante planos.

Debido al gran consumo de la planta también se aprovechará cualquier terreno disponible incluyendo las plazas de aparcamiento ya existentes sin renunciar a su utilidad actual.

3.2 CONSUMO ENERGÉTICO ACTUAL

Las oficinas de HP en Barcelona cuentan con servicio de atención al cliente, pero mayoritariamente están destinadas a la producción de impresoras 3D, por lo que como cualquier edificio industrial presenta un elevado consumo eléctrico.

El cliente facilitó los registros de su consumo eléctrico durante un periodo de doce meses (de octubre 2018 a septiembre 2019) junto con el importe abonado por el mismo. En la siguiente tabla se puede observar que el consumo anual de la empresa es de 16.439.378 KWh y que abona por su uso 1.922.036,78 €.

Fecha Inicio	Fecha Fin	Total Consumo (kWh)	Importe Base Iva (€)	IVA (€)	Total (€)
01-10-2018	31-10-2018	1.048.109,00	90.930,54€	19.095,41€	110.025,95€
01-11-2018	30-11-2018	1.072.433,00	96.247,52€	20.211,98€	116.459,50€
01-12-2018	31-12-2018	1.141.254,00	111.125,78€	23.336,41€	134.462,19€
01-01-2019	31-01-2019	1.334.250,00	140.285,91€	29.460,04€	169.745,95€
01-02-2019	28-02-2019	1.359.134,00	180.417,31€	37.887,64€	218.304,95€
01-03-2019	31-03-2019	1.477.227,00	141.641,03€	29.744,62€	171.385,65€
01-04-2019	30-04-2019	1.419.181,00	123.170,52€	25.865,81€	149.036,33€
01-05-2019	31-05-2019	1.501.934,00	127.440,01€	26.762,40€	154.202,41€
01-06-2019	30-06-2019	1.460.601,00	142.626,78€	29.951,62€	172.578,40€
01-07-2019	31-07-2019	1.655.063,00	177.702,98€	37.317,63€	215.020,61€
01-08-2019	31-08-2019	1.555.257,00	122.650,42€	25.756,59€	148.407,01€
01-09-2019	30-09-2019	1.414.935,00	134.221,35€	28.186,48€	162.407,83€
TOTAL		16.439.378,00	1.588.460,15	0,10€	1.922.036,78€

Figura 12. Consumo y gasto eléctrico del cliente durante un periodo de doce meses. Fuente: HP.

Para poder visualizar la tendencia del consumo a lo largo de los meses se ha realizado un gráfico sobre el consumo mensual del complejo.

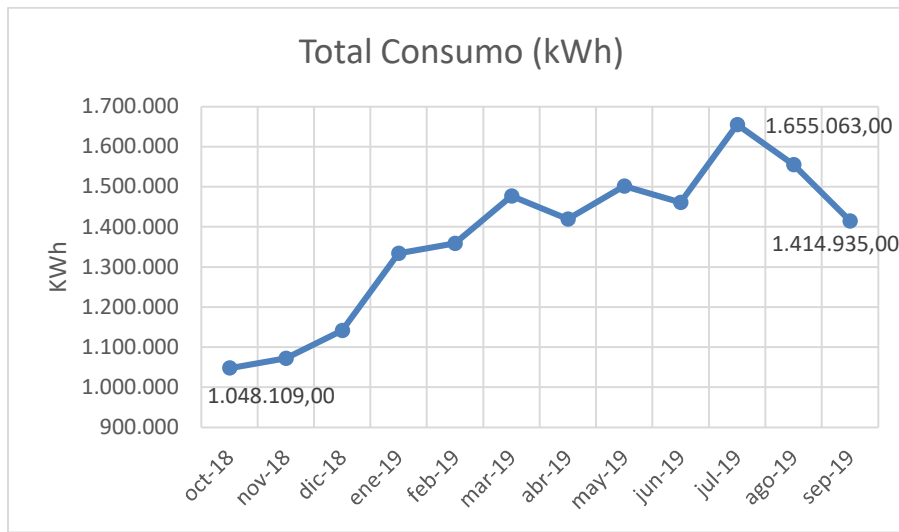


Figura 13. Consumo eléctrico total del cliente durante un periodo de doce meses.

El consumo mensual se ve incrementado en los meses de verano, y con ello, el gasto. Este aumento del consumo no se debe a un aumento de producción, sino al uso de aparatos como pueden ser los aires acondicionados, cámaras frigoríficas, etc.

HP Barcelona cuenta con la tarifa de acceso eléctrica 6.1 A, que incluye hasta seis periodos tarifarios (P1, P2, P3, P4, P5, P6) que se establecen según la franja horaria y el mes. Estas tarifas están reguladas en el BOE número 268, de 08/11/2001.

La discriminación horaria se estipula según el reparto reflejado en la tabla:

Horas	0-8	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Febrero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Marzo	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Abril	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Mayo	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
1-15 Junio	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
16-30 Junio	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Julio	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Agosto	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Septiembre	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Octubre	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Noviembre	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Diciembre	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2

Tabla 4. Distribución anual de los periodos horarios de la tarifa de acceso eléctrica 6.1A.
Fuente: FacturaLuz.net

El cliente cedió datos sobre los consumos mensuales en los diferentes periodos, como se muestra en la siguiente tabla.

Fecha Inicio	Fecha Fin	Energía Activa P1 (kWh)	Energía Activa P2 (kWh)	Energía Activa P3 (kWh)	Energía Activa P4 (kWh)	Energía Activa P5 (kWh)	Energía Activa P6 (kWh)
01-10-2018	31-10-2018	-	-	-	-	662.239	385.870
01-11-2018	30-11-2018	-	-	225.339	416.466	-	430.628
01-12-2018	31-12-2018	214.993	353.803	-	-	-	572.458
01-01-2019	31-01-2019	291.501	475.211	-	-	-	567.538
01-02-2019	28-02-2019	289.573	480.454	-	-	-	589.107
01-03-2019	31-03-2019	-	-	293.251	523.837	-	660.139
01-04-2019	30-04-2019	-	-	-	-	826.740	592.441
01-05-2019	31-05-2019	-	-	-	-	880.600	621.334
01-06-2019	30-06-2019	258.108	181.359	176.555	243.005	-	601.574
01-07-2019	31-07-2019	612.612	435.236	-	-	-	607.215
01-08-2019	31-08-2019	-	-	-	-	-	1.555.257
01-09-2019	30-09-2019	-	-	345.658	496.798	-	572.479

*Tabla 5. Consumo anual del cliente en los seis periodos establecidos.
Fuente: HP.*

Observando conjuntamente ambas tablas se puede deducir que el complejo está en marcha las 24 horas del día, 365 días al año.

Para conocer la distribución del consumo se atiende a la potencia contratada por cada tarifa horaria durante los distintos meses. Para facilitar su comprensión se ha elaborado un gráfico a partir de los datos facilitados por el cliente.

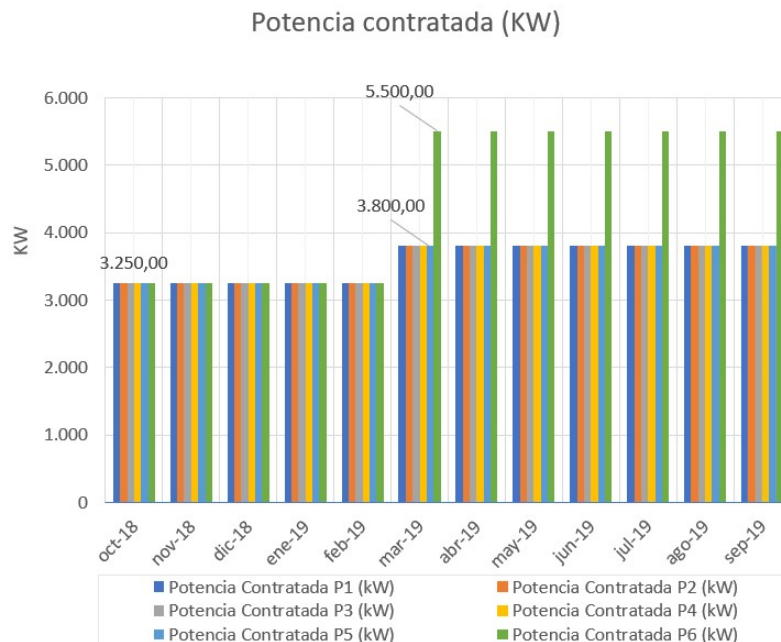


Figura 14. Potencia contratada en los diferentes periodos tarifarios.

Se puede ver que el cliente ajusta la potencia contratada acorde con sus necesidades para así ahorrar en la parte fija de la factura eléctrica. Por ello, se podrá llegar a deducir que durante los meses más cálidos el consumo es mayor, lo cual concuerda con los datos de consumo aportados por el cliente. También se puede entender que la producción nocturna de dichos meses aumenta puesto que sube la potencia contratada durante el periodo nocturno, el P6.

Por otro lado, se observa como la potencia contratada aumenta acorde con el consumo.

Tras este análisis sobre el consumo eléctrico del cliente, se decide optar por una instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes.

Esta opción implica que no se vierte energía a la red en ningún momento. Cabe la posibilidad de incluir unas baterías en el sistema para poder aprovechar parte de la energía producida por el Sol durante la noche, pero no se incluirán puesto que la instalación se diseñará de tal modo que el consumo diurno sea siempre superior a la producción de los paneles fotovoltaicos.

3.3 CÁLCULO DE LA POTENCIA A INSTALAR Y DISPOSICIÓN

Como se concluyó en el apartado anterior, se diseñará una instalación fotovoltaica de autoconsumo instantáneo sin excedentes.

EL consumo anual es de 16.439.378KWh, lo que implica un consumo mensual medio de 1.369.948,16KWh.

Si a este consumo mensual se le resta lo consumido de media en un mes durante el periodo nocturno, se obtiene un consumo diurno de 26.874,68KWh/día. Este consumo diario es el que interesa para el diseño de la planta, puesto que la energía consumida durante el periodo nocturno nunca se va a poder consumir a través de energía solar sin la existencia de baterías.

El consumo diurno sigue siendo muy elevado, lo que implica que para poder suplir por medio de energía fotovoltaica dicha cantidad será necesaria una instalación de gran tamaño que, en principio, no compensará económicamente a la empresa.

Por este motivo se ha decidido realizar una instalación de 100KW de potencia a partir de un único inversor, que se podrá duplicar las veces que el espacio lo permita con el objetivo de cubrir el total de la demanda, sin llegar a sobrepasarlo.

Se ha decidido usar un inversor de 100KW porque, aunque quede muy lejos de los 26.874,68KWh consumidos por el cliente diariamente en el periodo diurno, es el inversor de mayor potencia que fabrica actualmente Ingeteam y está especialmente indicado para consumo industrial.

Teóricamente, para poder suplir el total de la demanda diurna a través de esta energía limpia, es necesario instalar una potencia aproximada de 8.396.595,8 Wp, aplicando un rendimiento del 75% a la instalación. Para lograr dicho cometido será necesario instalar un total de 81 inversores a los que se conectarán 22.694 módulos fotovoltaicos.

3.3.1 POTENCIA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

El panel seleccionado es de 370 W. Sus características principales se recogen en el siguiente cuadro:

Características Técnicas Panel Solar		
Potencia	W	370
Intensidad	Ipmp	9,330
Tension	vpmp	40,500
Coficiente-Rendimiento		90,00%
Dimensiones	m ²	1,940

Tabla 6. Características técnicas del panel solar.

La energía de cada módulo viene descrita por la siguiente fórmula:

$$E_{panel} = I_{mpp} * U_{mpp} * HSp * (0.9)$$

Donde HSp es la hora solar pico, una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de 1000 W/m². Dicho valor dependerá de la época del año y de la situación geográfica.

Este estudio se lleva a cabo para unas instalaciones situadas en las inmediaciones de Barcelona, donde la HSp mensual aproximada se recoge en la siguiente tabla junto con la producción media diaria esperada de un panel.

Rendimiento por Placa	kWh/m² Día	Wh Placa día
Anual	4,673	1.589,073
Ene	3,104	1.055,490
Feb	3,815	1.297,437
Mar	4,743	1.612,955
Abr	5,261	1.788,989
May	5,655	1.923,257
Jun	5,936	2.018,870
Jul	6,122	2.081,961
Ago	5,745	1.953,701
Sep	5,162	1.755,447
Oct	4,280	1.455,700
Nov	3,288	1.118,279
Dic	2,908	989,062

Tabla 7. Rendimiento diario por panel según el mes en Barcelona.

Para maximizar la energía generada por la instalación se conectará el mayor número de paneles posible, siempre sin sobrepasar ningún límite.

De acuerdo al modelo de paneles e inversor seleccionados se conectarán en paralelo 14 strings, cada uno de ellos compuesto por 20 módulos solares.

Dado el espacio disponible, dicha instalación se logra duplicar en los tejados y azoteas 19 veces, en los terrenos disponibles 12 veces y en el área de aparcamiento 21 veces, colocando un total de 52 inversores y 14.560 paneles fotovoltaicos.

La instalación diseñada se resume en el siguiente cuadro junto con la producción anual estimada.

Instalaciones	Inversores	Strings	Paneles	Producción Anual Kwh
<i>Azotea Edificios</i>	19	266	5.320	3.085.662,062
<i>Suelo</i>	12	168	3.360	1.948.839,197
<i>Marquesinas Parking</i>	21	294	5.880	3.410.468,595
TOTAL	52	728	14.560	8.444.969,854

Tabla 8. Producción anual estimada de la instalación fotovoltaica.

La producción anual se ha obtenido a partir de la producción mensual de toda la instalación en función de la HSp de cada mes, como puede verse a continuación.

Rendimiento por Placa	KWh <i>Instalación día</i>
Anual	23.136,904
Ene	15.367,939
Feb	18.890,687
Mar	23.484,618
Abr	26.047,683
May	28.002,626
Jun	29.394,743
Jul	30.313,346
Ago	28.445,881
Sep	25.559,315
Oct	21.194,988
Nov	16.282,140
Dic	14.400,737

Tabla 9. Producción anual y mensual de toda la instalación.

3.3.2 INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN ÓPTIMA DE LOS PANELES

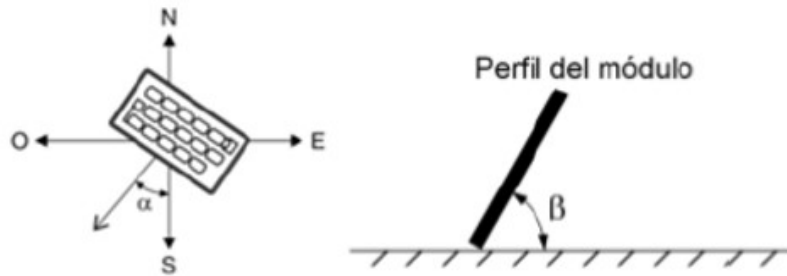
3.3.2.1 *Ángulo óptimo de inclinación*

Con el fin de optimizar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos, es necesaria una adecuada orientación de las placas con el Sol.

La orientación queda determinada por dos ángulos, según el Pliego de Condiciones Técnicas de IADE:

- Ángulo azimutal (α)
- Ángulo de inclinación panel (β)

Gráficamente, dichos ángulos se representan según la siguiente ilustración:



*Figura 15. Ángulos azimutal y de inclinación.
Fuente: IADE.*

Concretamente, en la planta de interés el ángulo azimutal es de 58° aproximadamente., como puede comprobarse en el plano del complejo mostrado a continuación.

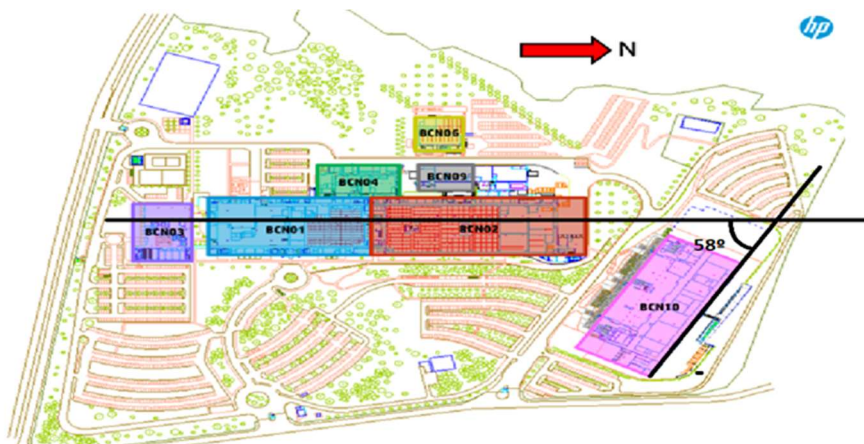


Figura 16. Ángulo azimutal de la planta a estudiar.

Por otro lado, las restricciones de inclinación y orientación se determinan a partir de la latitud a la que se encuentre el emplazamiento.

La planta a estudiar se sitúa a una latitud de $41^\circ 29' 33,74''$ N.

Los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41°, de acuerdo a las siguientes fórmulas son:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{inclinación max } (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{inclinación min } (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

Conocido el ángulo azimut (58°) y estipulándose unas pérdidas máximas del 20% (borde exterior de la región 80-90%), con la recta del ángulo azimut de 58° se obtiene gráficamente en la *Figura 17* una inclinación máxima de 65°.

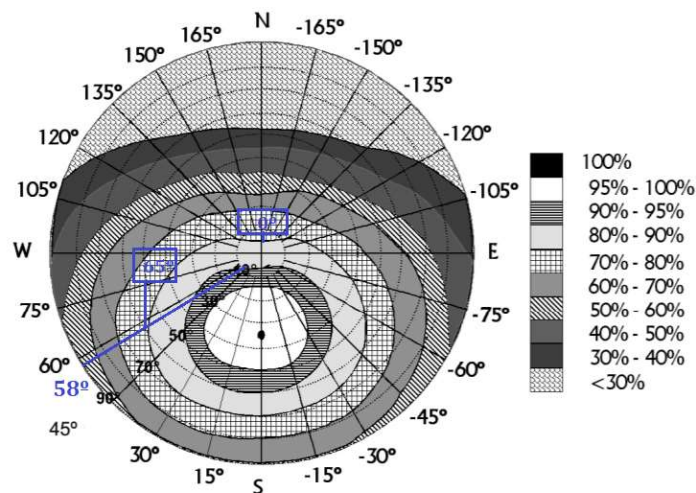


Figura 17. Pérdidas por orientación e inclinación. Fuente: IADE.

Dado que la ubicación estudiada presenta una latitud de 41,49° no es necesario realizar ningún tipo de corrección.

Para elegir la adecuada inclinación de los paneles se consulta la siguiente tabla indicada para la ciudad de Barcelona, en la que se relaciona la inclinación de las placas con la radiación solar de dicha ciudad.

β	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
0°	9,80	9,65	13,88	18,54	22,25	24,03	23,37	20,42	16,05	11,40	7,73	6,04	15,04
5°	7,70	10,56	14,72	19,15	22,58	24,21	23,63	20,93	16,85	12,32	8,66	6,94	15,71
10°	6,56	11,41	15,47	19,67	22,78	24,25	23,74	21,31	17,54	13,17	9,55	7,80	16,29
15°	6,37	12,19	16,14	20,07	22,84	24,13	23,70	21,59	18,13	13,95	10,38	8,61	16,78
20°	10,12	12,90	16,70	20,35	22,76	23,87	23,52	21,76	18,61	14,63	11,15	9,37	17,17
25°	10,81	13,52	17,17	20,51	22,60	23,48	23,24	21,80	18,98	15,23	11,85	10,07	17,46
30°	11,43	14,07	17,52	20,54	22,32	23,02	22,86	21,71	19,23	15,73	12,47	10,71	17,65
35°	11,97	14,52	17,77	20,45	21,90	22,43	22,34	21,48	19,56	16,13	13,01	11,28	17,73
40°	12,44	14,88	17,91	20,23	21,35	21,70	21,69	21,12	19,37	16,43	13,47	11,77	17,71
45°	12,83	15,15	17,94	19,89	20,67	20,84	20,90	20,63	19,26	16,63	13,85	12,19	17,58
50°	13,14	15,32	17,86	19,43	19,87	19,86	20,00	20,02	19,03	16,72	14,13	12,53	17,33
55°	13,36	15,40	17,67	18,85	18,95	18,77	18,97	19,29	18,68	16,71	14,32	12,78	16,98
60°	13,49	15,37	17,36	18,16	17,92	17,60	17,84	18,44	18,22	16,59	14,42	12,95	16,53
65°	13,53	15,25	16,95	17,36	16,83	16,41	16,71	17,48	17,65	16,38	14,42	13,04	16,00
70°	13,49	15,03	16,44	16,46	15,70	15,14	15,48	16,43	16,97	16,03	14,33	13,03	15,28
75°	13,35	14,72	15,83	15,47	14,48	13,78	14,18	15,35	16,19	15,60	14,14	12,94	14,67
80°	13,13	14,31	15,12	14,41	13,18	12,36	12,80	14,17	15,31	15,08	13,86	12,77	13,87
85°	12,82	13,81	14,32	13,29	11,82	10,93	11,35	12,93	14,34	14,45	13,50	12,51	13,00
90°	12,43	13,23	13,44	12,11	10,41	9,57	9,99	11,62	13,30	13,74	13,04	12,16	12,08

Figura 18. Radiación solar global diaria (MJ/m²/día) en la ciudad de Barcelona en función de la inclinación de la superficie (β). Fuente: Atlas de radiación solar de Cataluña.

Observando la columna anual, se obtiene que la inclinación óptima de los paneles está entre 30° y 35°.

Se diseñará la instalación con una inclinación orientativa de 30°.

3.3.2.2 Distancia entre paneles

Otro elemento del diseño de la instalación es la distancia óptima existente entre strings, que permita colocar el mayor número de placas posible sin que se generen sombras indeseadas a lo largo del día.

Gráficamente dicha distancia se representa de la siguiente manera.

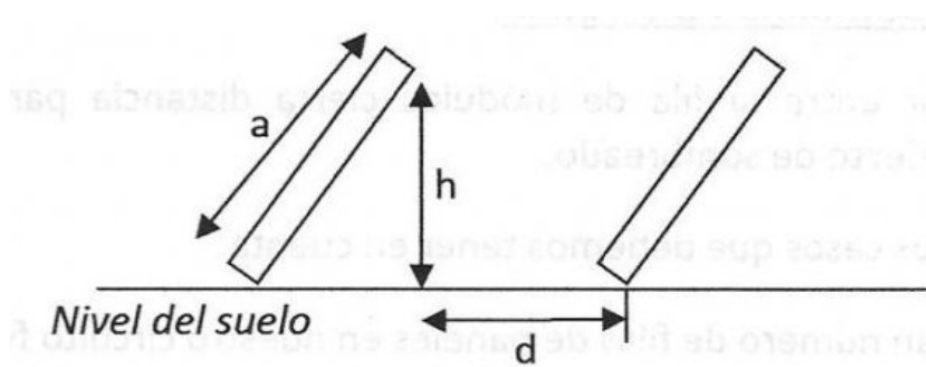


Figura 19. Distancia entre paneles solares.

Dicha distancia se calcula en base a las siguientes fórmulas:

$$K = \frac{1}{\operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\operatorname{tg}(61 - 41,4927)} = 2,82$$

$$h = L_{\text{panel}} * \operatorname{sen}(\beta) = 1,956 * \operatorname{sen}(30) = 0,978$$

$$d \geq K * h = 2,82 * 0,978 = 2,76 \text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia mínima necesaria entre dos strings es de 2,76m.

Esta distancia se tendrá en cuenta en la disposición de los paneles en el espacio disponible.

3.4 ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

3.4.1 ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

La selección de los paneles fotovoltaicos debe hacerse atendiendo a una serie de factores o restricciones con el objetivo de sacar el mayor provecho a su emplazamiento.

Para decidirse es necesario conocer las diversas tecnologías comercializadas:

- Paneles fotovoltaicos monocristalinos:

Compuestos por células monocristalinas, identificables por su color negro, son los paneles más eficientes del mercado. Si bien es cierto que requieren de una mayor inversión inicial por tener un coste elevado, a medio plazo se suele compensar por su excelente rendimiento.



Figura 20. Panel solar monocristalino. Fuente: SunFields.

- Paneles fotovoltaicos policristalinos:

Integrados por células policristalinas, características por su color azulado. Su mayor ventaja es el precio, bastante más barato que los paneles monocristalinos, aunque presentan un rendimiento bastante inferior, lo cual hace que a largo plazo sigan

siendo más rentables los módulos monocristalinos. Este tipo de paneles se elige cuando el factor presupuesto inicial es ajustado.



*Figura 21. Panel solar policristalino.
Fuente: SunFields*

- Paneles fotovoltaicos de tecnología amorfa

Este tipo de paneles apenas se comercializa actualmente puesto que requieren del doble de espacio que sus competidores para igualar condiciones. Se fabrican mediante silicio amorfo.



*Figura 22. Panel solar amorfo.
Fuente: Sunfields.*

Se elegirá para el diseño de la instalación los paneles monocristalinos debido a su eficiencia principalmente y también a que su precio es compatible con el presupuesto del cliente, quien espera resultados a medio-largo plazo.

Se emplearán los módulos solares de ATERSA, concretamente el modelo A-370 GS, cuyas características se presentan a continuación:

Módulo fotovoltaico		
Fabricante	Atersa	
Modelo	A-370 M GS	
Potencia Máxima (Pmax)	370	W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40,1	V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	9,23	A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	48,2	V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	9,9	A
Eficiencia del Módulo	19,07	%
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.29506	%/°C
Precio	148,83	Eur
Especificaciones mecánicas		
Dimensiones (± 2 mm)	1956x992 x40	Mm
Peso ($\pm 5\%$)	20,9	Kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	2400	Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400	Pa

Figura 23. Características del módulo fotovoltaico empleado.

3.4.2 ESTRUCTURA DE SOPORTE

Los paneles fotovoltaicos requieren de estructuras estables, rígidas y duraderas ante las condiciones de funcionamiento. Hay diversas soluciones para todo tipo de condiciones.

Principalmente podemos diferenciar dos bloques:

- Estructuras fijas:

Muy extendidas en el ámbito de los módulos fotovoltaicos planos. Dotan a los paneles de ángulos fijos, determinados por la latitud del lugar, que maximizan la eficiencia de la instalación. Existen modelos para tejado, pared, suelo, poste o incluso de integración arquitectónica.



*Figura 24. Diversos soportes fijos existentes en el mercado.
Fuente: Sunfields.*

- Estructuras móviles:

Logran aumentar la captación solar entre un 15% y 40% (dependiendo de la latitud de la ubicación de la instalación) incluyendo unos ejes móviles que permiten a los paneles solares realizar un seguimiento solar. Este sistema requiere de un consumo eléctrico y debido a su complejidad mecánica también supone un aumento del mantenimiento.



*Figura 25. Estructura con referencia solar.
Fuente: Solarmat.*

Para el diseño de esta instalación se emplearán estructuras fijas por su fiabilidad y reducidos costes tanto iniciales como de mantenimiento.

Zona Edificios

En las zonas de azotea con el suelo plano se elige la estructura fija de soporte para cinco módulos del fabricante SUNFER, una estructura de acero inoxidable diseñada para instalar 5 módulos fotovoltaicos de 60 células (1650x1000 aproximadamente) o de 72 células (2000x1000 aproximadamente), dispuesto en vertical. Aporta un ángulo regulable máximo de 35°.



*Figura 26. Estructura de soporte fija para cubierta plana.
Fuente: SUNFER.*

Zona terrenos

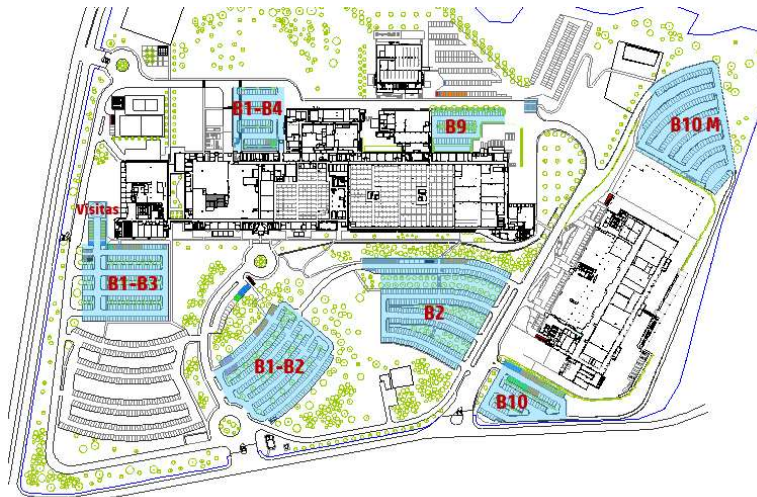
Con el fin de satisfacer la máxima demanda posible de la instalación, se llevará a cabo una poda de toda parte del terreno que sea de tamaño admisible para la colocación de paneles.

Para la elección de la estructura de soporte se supondrá que el terreno es de carácter plano.

El soporte elegido para la zona del terreno será el mismo que el empleado para la instalación en los edificios.

Zona Parking

Actualmente el establecimiento cuenta con las siguientes plazas de aparcamiento, marcadas en azul.



*Figura 27. Distribución de los parkings del complejo.
Fuente HP.*

Se pretende colocar marquesinas con ménsula recta de tipo IPE sobre todas las plazas de aparcamiento mostradas en la imagen superior para así poder colocar más paneles fotovoltaicos en la amplia zona de aparcamiento que presentan las instalaciones.



Figura 28. Marquesina con ménsula recta de tipo IPE.

La estructura soporte de las placas fotovoltaicas colocadas en los aparcamientos cuneta con las mismas características que la otra estructura de soporte, pero con la diferencia de ser una estructura específica para colocar sobre la superficie metálica de las marquesinas.



*Figura 29. Estructura de soporte fija para cubierta metálica.
Fuente: Sunfer.*

3.4.3 INVERSOR

El inversor es un elemento fundamental de cualquier instalación fotovoltaica. Se encarga de transformar la energía producida en una instalación fotovoltaica, que se transmite en forma de corriente continua, en corriente alterna para que los equipos eléctricos puedan funcionar en sus niveles normales.

De acuerdo con lo establecido en el RD 422/19, la potencia nominal del inversor o inversores determina legalmente la potencia de la instalación fotovoltaica.

Para el diseño de la planta se ha elegido el inversor INGECON SUN 100TL PRO 3Play Serie TL.

Al tratarse de la versión PRO de la gama, contiene 24 entradas independientes con conectores fotovoltaicos, que de cara al diseño permite la conexión directa de los módulos solares al inversor haciendo posible el ahorro de la caja de conexión en DC, puesto que el inversor está provisto de las protecciones necesarias del tramo.

Puede ser instalado tanto en exterior como en interior. Se pretende instalar lo más cerca posible de los paneles solares por lo que se instalará en el tejado, en un entorno exterior.

Se trata de un diseño certificado y que cumple la normativa estipulada en el punto 5.4 del pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red de IADE.

Sus características principales se recogen en el siguiente cuadro:

Inversor		
Fabricante	INGECON	
Modelo	SUN 100TL PRO 3Play Serie TL	
Valores de Entrada (DC)		
Tensión Máxima	1100	V
Corriente Máxima	185	A
Corriente en Cortocircuito	240	A
Entradas	1/24	-
Valores de Salida (AC)		
Potencia Nominal	100	KW
Corriente Máxima	145	A
Tensión Nominal	400	V
Rendimiento	99,1	%
Especificaciones mecánicas		
Dimensiones	905x720x315	mm
Peso	78	KG
Precio	7.557,84	€

Tabla 10. Características principales del inversor.

Uno de los principales motivos por los que se ha seleccionado este inversor es su adaptación a instalaciones de inyección nula a red, puesto que el objetivo del proyecto es diseñar una planta para un autoconsumo sin excedentes, por la cual no se vierta energía a la red.

3.4.4 SISTEMA ANTIVERTIDO

Para realizar instalaciones fotovoltaicas que garanticen la no inyección de corriente en la red eléctrica, la generación fotovoltaica debe ser siempre menor o igual al consumo. Dado que las cargas de la instalación y sus consumos varían en el tiempo, para garantizar esta condición es necesario instalar un analizador de potencia en el punto de interconexión de la instalación (fotovoltaica + consumo) y un elemento de control que determine la potencia máxima que pueden inyectar los inversores en cada momento, según la potencia demandada por la carga.

El elemento controlador que se instalará será el INGECON EMS Manager, un controlador homologado con el inversor seleccionado.

Permite la conexión y desconexión de cargas controlables además de implementar estrategias de gestión de acuerdo a los distintos elementos que componen la instalación. Se trata de un sistema que permite la planificación sobre cómo y cuándo consumir la potencia producida.

Sistema Antivertido		
Fabricante	INGECON	
Modelo	EMS Manager	
Tensión de Entrada	100-240	Vac
Consumo de potencia	5/8	W
<i>Conectividad</i>		
Ethernet	1	
RS-485	1	
USB	1	
<i>Interfaz de comunicación con otros equipos</i>		
Inversores Ingeteam	RS-485, Ethernet	
Sistemas de monitorización	Ethernet, GPRS	
Power Meter	RS-485	
Precio	603,31	€

Tabla 11. Características principales del sistema antivertido.

El analizador de red elegido es el UMG 512-PRO, de clase A (IEC 61000-4-30).

Está destinado a la medición y cálculo de magnitudes eléctricas tales como tensión, corriente, potencia, energía, armónicos (hasta el 63º orden), etc. en instalaciones eléctricas. Los resultados de la medición se pueden visualizar, almacenar, leer y procesar a través de interfaces. Gracias a la memoria interna, el UMG 512-PRO también se puede utilizar como registrador de transitorios y de eventos (aumentos de tensión, caídas, interrupciones).

Analizador de Red		
Fabricante	Meteo Control	
Modelo	UMG 512-PRO	
Fuente de Alimentación	24 (DC)/ 230 (AC)	V
Consumo de Energía	máx. 9	W
Grado de Protección	IP40 (frontal), IP20 (posterior), IP54 (frontal con junta)	
<i>Especificaciones mecánicas</i>		
Dimensiones	75x144x144	mm
Peso	1080	g
Precio	340,5	€

Tabla 12. Características principales del analizador de red.

La disposición del sistema de inyección nula dentro de la instalación se ejemplifica en la siguiente ilustración.

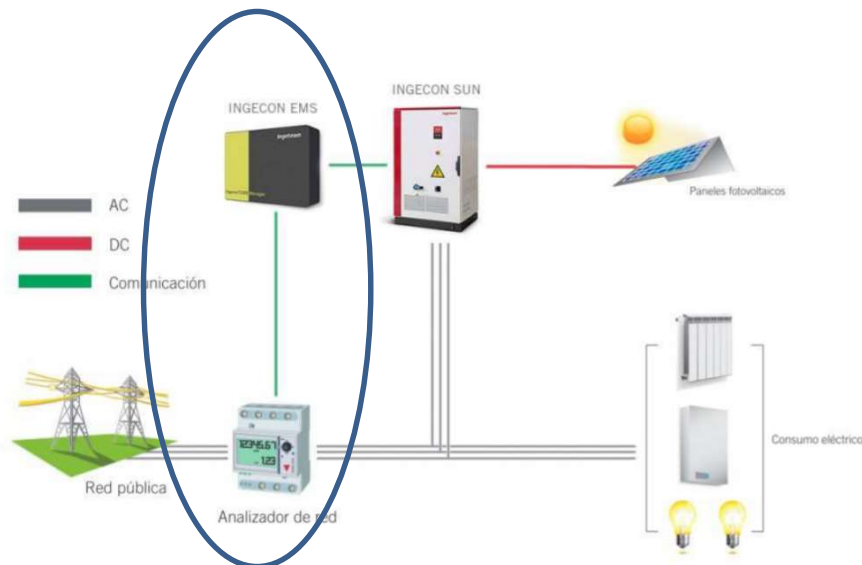


Figura 30. Ejemplo de instalación de un sistema antiverificado dentro de la instalación fotovoltaica.
Fuente: Ingeteam.

3.4.5 PROTECCIONES

El Real Decreto 1663/2000, del 29 de septiembre de 2000, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, estipula la incorporación necesaria de ciertos elementos de protección tanto a la entrada como a la salida del inversor de la instalación fotovoltaica.

Dichos criterios también quedan recogidos en diversos apartados del ITC-BT.

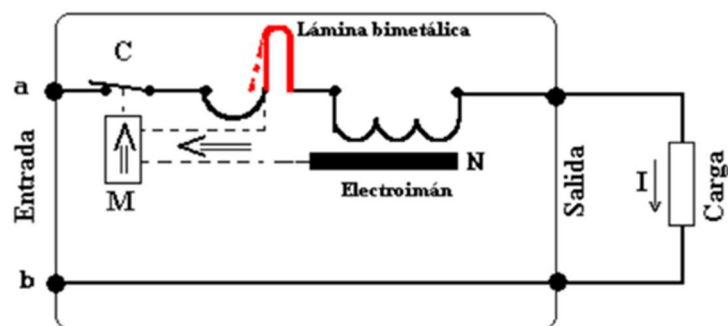
Protecciones DC

Son las protecciones dispuestas en el tramo de conexión de las placas fotovoltaicas y el inversor.

- Interruptor magnetotérmico de corriente continua

Se trata de una protección de sobreintensidad, cuya finalidad es proteger los módulos solares y el inversor ante posibles sobrecargas y cortocircuitos. Se encarga de cortar el paso de corriente cuando se supera un umbral.

Su esquema de funcionamiento es el siguiente:



*Figura 31. Esquema de un disyuntor magnetotérmico.
Fuente: EfectoLED*

El inversor seleccionado para el proyecto, el INGECON SUN 100TL, ya lleva incorporada dicha protección.

- Protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas en corriente continua

La incorporación de esta protección intenta regular el voltaje que se aplica a un dispositivo eléctrico bloqueando o enviando a tierra voltajes superiores a un umbral seguro. Según la norma ITC-BT-23 es necesaria esta protección en cualquier instalación que tenga parte de ella expuesta a la intemperie.



*Figura 32. Protección contra sobretensiones (SPD).
Fuente: Finder.*

El inversor seleccionado lleva incorporado también esta protección.

Protecciones AC

Son las protecciones colocadas a la salida del inversor en su conexión con la red.

- Interruptor magnetotérmico en corriente alterna

Igual que su versión en corriente continua, el magnetotérmico actúa de protección ante sobreintensidades y fugas a tierra.

Atendiendo a las especificaciones del fabricante del inversor, el interruptor buscado requiere de una intensidad nominal de 160 A.

Para su adecuada elección se cumplirán las siguientes consideraciones:

- Un poder de corte del interruptor superior a la intensidad de cortocircuito en el punto de conexión a red.
- Tener en cuenta que la temperatura ambiente de la instalación afectará a la intensidad máxima de la instalación.

La siguiente tabla aporta los datos necesarios para la selección de ese dispositivo por el instalador.

INGECON SUN 3Play	Corriente máxima del inversor	Corriente nominal del magnetotérmico
100TL	145 A	160 A

*Tabla 13. Datos necesarios para la elección de interruptor magnetotérmico.
Fuente: INGECON.*

Atendiendo a los criterios mostrados se ha elegido el siguiente interruptor automático en caja moldeada 4 Polos, 160A y poder de corte 36KA.



*Figura 33. Protección de sobreintensidad.
Fuente: Revalco.*

Interrupor Magnetotérmico en AC		
Fabricante	Revalco	
Modelo	RV20	
Poder de Corte	36	KA
Número de Polos	4	-
Intensidad	160	A
<i>Especificaciones mecánicas</i>		
Dimensiones	140x140x105	mm
Precio	407,3	€

Tabla 14. Características principales del Interrupor magnetotérmico.

- Protección diferencial

Es un dispositivo electromecánico encargado de proteger a las personas de accidentes provocados por un contacto con alguna parte activa de la instalación.

Actúa conjuntamente con las puestas a tierra y masas metálicas de los aparatos eléctricos.

Su esquema interno se muestra a continuación:

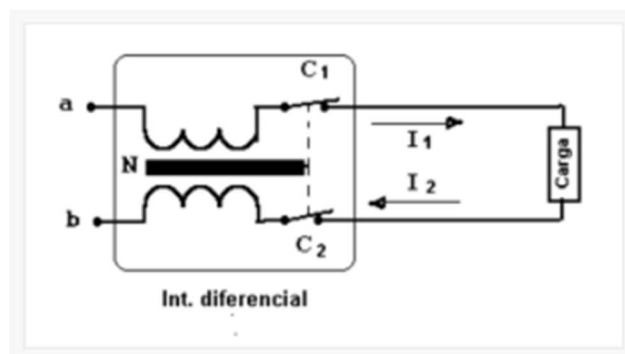


Figura 34. Esquema interno de un interruptor diferencial.

Estos dispositivos solo protegen aguas abajo del mismo.

El inversor empleado en el proyecto ya lleva integrado un interruptor diferencial. Estos equipos inyectan corriente diferencial a la red eléctrica. La amplitud de esta

corriente depende en gran medida de la capacidad parásita del campo fotovoltaico a tierra. La corriente diferencial permitida por la normativa de seguridad IEC 62109 en estado permanente es de 10 mA por kVA. Un equipo de 100 kVA, como es nuestro caso, está limitado a 1 Arms. Por esta razón no es necesario instalar una protección diferencial a la salida del equipo, en su conexión a la red eléctrica, para protección aguas abajo del mismo.

- Protecciones 27, 59 y 81

El Real Decreto 1663/2000, del 29 de septiembre de 2000, establece que toda instalación fotovoltaica debe incluir, a parte de lo ya mencionado, las siguientes protecciones, que están incluidas también en nuestro inversor seleccionado.

- Protección 27: Relé de mínima tensión
- Protección 59: Relé de sobretensión
- Protección 81: Relé de sobrefrecuencia

- Armario de protecciones de corriente alterna

Espacio habilitado para albergar los elementos de protección de corriente alterna juntos.

Otras protecciones

- Separación galvánica entre el lado de continua y el de alterna

Consiste en la separación entre la red y la instalación fotovoltaica completa. Este tipo de aislamiento se usa cuando se desea que se transmitan señales entre las distintas partes funcionales, pero las masas tienen que mantenerse separadas. Este aislamiento entre las masas o tierra se hace por motivos de seguridad, puesto que permite proteger a las personas y bienes, aislándolos.

El inversor elegido cumple la normativa e incluye separación galvánica.

- Protección frente a funcionamiento en isla

El inversor controla en todo momento la tensión de red, siempre que esta esté dentro de los valores del ajuste del mismo y exista potencia disponible de continua (radiación solar suficiente).

El inversor es quien realiza la conexión a red sincronizándose con su frecuencia. En caso de que exista un fallo en la red que perturbe los valores de la tensión o la frecuencia de los valores de ajuste, el inversor se desconecta automáticamente. En caso de desaparecer completamente la tensión de red, el inversor dispone de una protección anti-isla, que desconecta el sistema hasta que se vuelva a registrar tensión.

El inversor lleva esta protección incluida.

3.4.6 CABLEADO

Para la selección adecuada del cableado es necesario tener en consideración la reglamentación existente en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y el pliego de condiciones técnicas de IADE.

Se estipula que la sección de un cable para instalaciones de baja tensión debe ser la mínima que satisfaga los siguientes dos criterios:

- Criterio de máxima intensidad admisible

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70°C

para cables con aislamiento termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables.

- Criterio de la caída de tensión

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

De acuerdo a la normativa y al tratarse de una instalación fotovoltaica, dicha caída de tensión será inferior al 1,5%.

Cableado DC

Según se estipula en la normativa de IADE, todo el cableado de continua será de doble aislamiento (clase II) y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

La sección de cable más próxima normalizada es la de 6mm².

De entre las múltiples opciones elegidas por el mercado, el cable seleccionado es el POWERFLEX RV-K, de 6mm².

Cableado DC (paneles-inversor)		
Fabricante	Top Cable	
Modelo	POWERFLEX RV-K	
Sección	6	mm ²
Diámetro	7,3	mm
Peso	90	Kg/Km
Intensidad al aire libre (30°)	53	A
Intensidad enterrado (20°)	46	A
Caída de tensión	7,32	V/A*Km
Precio	0,86	€/m

Tabla 15. Características principales del cableado DC.

En lo que respecta a los cables de conexión de los strings del sistema, las placas seleccionadas ya incluyen su propio cable de conexión, de sección 4mm² y una longitud de 1200mm, que como se verá en el apartado de cálculo de la distancia óptima entre placas, es suficiente.

La información del cable queda detallada en la ficha técnica del panel solar seleccionado, disponible en el *ANEXO I Fichas técnicas de los equipos*.

Cableado de puesta a tierra

El fabricante de los paneles solares recomienda su puesta a tierra con cables de sección 4mm². Por ello, el modelo seleccionado para su instalación es el siguiente: SUMIDEELEC 750V H07V-K.

Cableado de Puesta a tierra Paneles		
Fabricante	Sumidelec	
Modelo	750V H07V-K	
Sección	4	mm ²
Diámetro	4,1	mm
Peso	44	Kg/Km
Resistencia a 20°	4,95	Ohm/Km
Clase	ECA	-
Precio	0,42	€/m

Tabla 16. Características principales del cableado de PaT de los paneles.

El resto de cargas del sistema se pondrá a tierra mediante un cable de sección 35mm^2 , cuyas especificaciones se recogen en el cuadro inferior.

Cableado de Puesta a tierra		
Fabricante	Cables RCT	
Modelo	Cable de cobre	
Sección	35	mm^2
Diámetro	7,55	mm
Peso	288	Kg/Km
Resistencia a 20°	0,524	Ohm/Km
Precio	2,63	€/m

Tabla 17. Características principales del cableado de puesta a tierra.

Cableado AC

La adecuada elección de los cables de conexión entre el inversor y la red requiere prestar atención a las especificaciones del fabricante del inversor además de cumplir la normativa vigente.

El inversor mide la tensión en sus bornes de conexión, por esta razón se deberá emplear un cable AC con una impedancia suficientemente baja para que el aumento de tensión en el cable (entre el transformador de distribución y el equipo) no provoque la desconexión del equipo por tensión alta.

Finalmente se ha optado por el cable flexible de General Cable RZ1-K 0,6/1Kv con cubierta exterior de polie fina termoplástica libre de halógenos y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).

Cableado AC (Inversor- Pt. Conexión)		
Fabricante	General Cable	
Modelo	RZ1-K0,6/1KV EXZHELLENT	
Sección	70	mm ²
Aislamiento	0,6/1	KW
Precio	8,98	€/m

Tabla 18. Características principales del Cable AC.

3.4.7 PUESTA A TIERRA

Según el Real Decreto 1663/2000, 29 de septiembre conjuntamente con la guía ITC-BT-18 toda instalación de generación, incluida la fotovoltaica, debe estar provista de conexiones a tierra que aseguren en todo momento que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos, para así asegurar la seguridad de las personas ante contactos indirectos con la instalación.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tales que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté 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 sollicitaciones 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 electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

Las partes típicas de una instalación de puesta a tierra son:

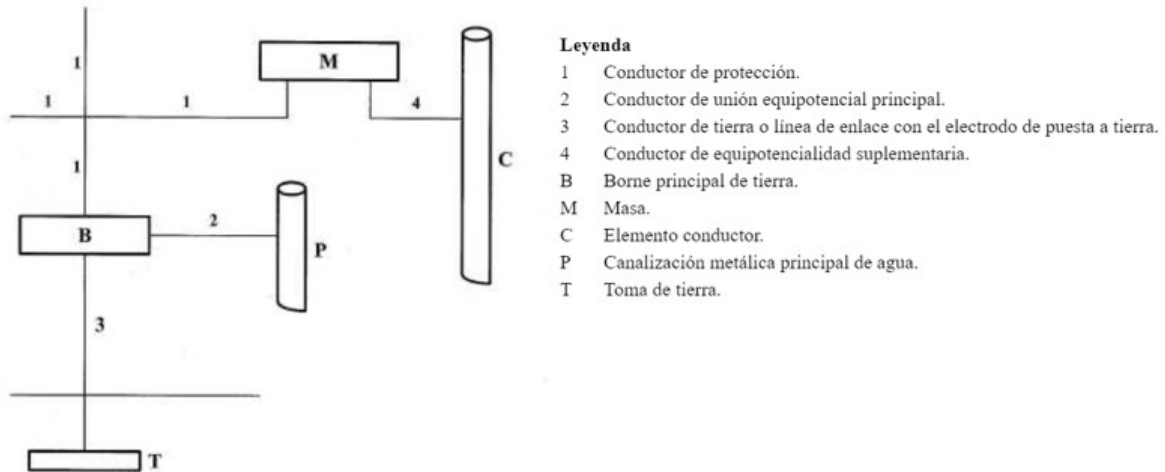


Figura 35. Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra.
Fuente: ITC-BT-18

El esquema de la instalación de puesta a tierra se configurará en tipo IT o de “generador flotante”.

En los sistemas IT, todos los componentes activos están aislados de tierra o puestos a tierra mediante una impedancia elevada. La impedancia elevada puede ser necesaria por razones metrológicas, aunque con la condición de que no ponga en riesgo la seguridad eléctrica. La puesta a tierra de las masas de la instalación eléctrica se realiza mediante una única toma de tierra. Se emplea un electrodo o pica (barra metálica generalmente de acero cobreado) enterrado del que parten todos los conductores de cobre en dirección a todas las masas metálicas de la instalación. En este tipo de esquema se recomienda no distribuir el neutro.

3.4.8 CANALIZACIONES

Las canalizaciones eléctricas son esencialmente tubos de distintos materiales y características cuyo objetivo principal es proteger los conductores de cualquier daño, ya sea mecánico o derivado de la acción de otros agentes del medio, como la corrosión.

Concretamente, en esta instalación se llevarán a cabo tanto canalizaciones superficiales como enterradas. Estas últimas requerirán de la previa realización de zanjas en el terreno.

Las canalizaciones superficiales se han diseñado tanto para la zona de conexión de los strings a todo inversor, como de la zona de cableado AC únicamente en los edificios. El resto de conductores de la instalación irán enterrados.

A continuación, se presenta el cuadro resumen de los tubos empleados para todas las distintas canalizaciones de la instalación.

Canalización Superficial bajo Tubo		
Zona Parking y terreno		
Fabricante	Revi	
Modelo	Blindado gris enchufable, roscado y abocardado	
Diámetro Exterior	16	mm
Temperatura máx./mín.	60/-5	°C
Resistencia a Compresión	1250	N
Precio	0,91	€/m
Zona edificios		
Fabricante	Revi	
Modelo	Blindado gris enchufable, roscado y abocardado	
Diámetro Exterior	63	mm
Temperatura máx./mín.	60/-5	°C
Resistencia a Compresión	1250	N
Precio	6,39	€/m

Canalización Enterrada bajo Tubo		
Zona AC		
Fabricante	Revi	
Modelo	Doble Pared Rollos Ligero	
Diámetro Exterior	125	mm
Temperatura mín.	-5	°C
Resistencia a Compresión	250	N
Precio	5,33	€/m
Zona PaT		
Fabricante	Revi	
Modelo	Doble Pared Rollos Ligero	
Diámetro Exterior	90	mm
Temperatura mín.	-5	°C
Resistencia a Compresión	250	N
Precio	3,49	€/m

Tabla 19. Características de los tubos para canalizaciones de la instalación.

Capítulo 4. CÁLCULOS

4.1 CABLEADO

4.1.1 DC

Para la elección del cableado que une la generación con el inversor se atenderá a los criterios:

- Criterio de máxima caída de tensión

La sección mínima necesaria del cable se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$S = 2 * L * I * \gamma_{20} / (V_A - V_B)$$

Donde:

L = longitud de conducción

I = Intensidad

γ_{20} = Resistividad del cobre a 20°C

$(V_A - V_B)$ = caída de tensión admisible en el cable

$$S = \frac{2 * 10 * 9,3}{56 * 0,015 * 39,75} = 5,56 \text{mm}^2$$

La sección de cable más próxima normalizada es la de 6mm².

- Criterio de máxima intensidad

También conocido como criterio de calentamiento, pretende determinar la intensidad máxima que soporta el cable.

Se trata de cables no enterrados, cables unipolares sobre bandejas perforadas, por lo que se usará la siguiente fórmula:

$$I' = \frac{I_{\text{máxima}} * 1,25}{K1 * K2}$$

Donde K1 y K2 son factores de conversión. Concretamente K1= 0,9 al suponer una temperatura ambiente máxima de 50°C y K2=0,45 al tener conectados en paralelo 14 strings.

$$I' = \frac{9,88 * 1,25}{0,9 * 0,45} = 30,49A$$

Para cumplir el criterio, I' ha de ser mayor que la multiplicación de la corriente máxima por 1,25, es decir, se debe de cumplir que 30,49 > 12,35 A. Se cumple el criterio.

4.1.2 AC

Se aplican los mismos criterios:

- Criterio de máxima caída de tensión

Al tratarse de un sistema trifásico se emplea la siguiente fórmula:

$$s = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos\varphi}{\Delta U}$$

Donde:

ρ = densidad del cobre

L = longitud del cable

I = corriente máxima que circula por el cable

ΔU = máxima caída de tensión por el cable. Según IADE es un 1,5%

Concretamente, suponiendo una distancia de 120 m:

$$s = \frac{\sqrt{3} * 0,0172 * 120 * 145 * 0,8}{0,015 * 440} = 62,83 \text{ mm}^2$$

La sección homologada más próxima es de 70 mm².

- Criterio de máxima intensidad

Se aplicará el coeficiente de corrección recogido en la ITC-BT 40 (1,25) de tal modo que la corriente a comprobar sea:

$$I_{AC} = I * 1,25 = 145 * 1,25 = 181,25A$$

Esta intensidad será la necesaria para la comprobación del criterio.

El método de instalación seleccionado será el B1, es decir, una instalación tipo para cable unipolar bajo canal protectora fijada sobre pared, por lo que se ve que según la columna 8b de la siguiente tabla, la sección adecuada normalizada más próxima es de 70mm².

NÚMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DEL AISLAMIENTO

	PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)													
A1																		
A2																		
B1																		
B2																		
C																		
D*																		
E																		
F																		

VER SIGUIENTE TABLA

	mm ²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
Cobre	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25	
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	23	26	27	26	28	30	32	34	
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46	
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59	
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82	
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110	
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	
	35	72	77	84	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	
	70	103	110	120	135	140	141	148	154	160	167	173	178	185	191	200	214	233	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	
	150	171	188	196	224	234	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	

Figura 36. Sección admisible por el criterio de máxima intensidad admisible.

Tras considerar los dos criterios anteriores, se elegirá un cable de sección 70mm².

4.2 PUESTA A TIERRA

Se pretende calcular la resistencia de puesta a tierra junto con el número de picas a utilizar.

Se diseñará una puesta a tierra de tipo IT, por lo que el esquema a seguir será el siguiente.

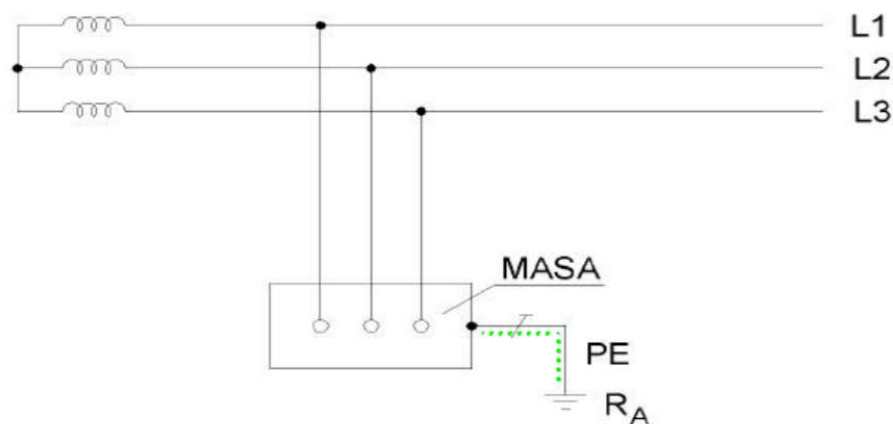


Figura 37. Esquema de puesta a tierra según configuración IT.

Para averiguar el valor de la resistencia se usará la siguiente fórmula:

$$R_{PaT} = \frac{Uc}{Id}$$

Donde:

R_{PaT} = Resistencia de puesta a tierra.

Uc = Caída de tensión de contacto admisible. Serán 50V al tratarse de una instalación exterior.

Id = Corriente de defecto en caso de la primera falta franca a tierra.

La corriente de defecto se obtiene de la siguiente forma:

$$Id = \frac{U_{m\acute{a}xima}}{R_{aisl.}}$$

Donde:

$R_{aisl.}$ = Resistencia de aislamiento que deben presentar los equipos de la instalación.

$U_{m\acute{a}xima}$ = Tensión máxima de la instalación.

$$Id = \frac{956V}{1M\Omega} = 0,956 mA$$

Ya se puede calcular la resistencia máxima de puesta a tierra:

$$R_{PaT} = \frac{50V}{0,956 mA} = 52,31 K\Omega$$

Por tanto, se elegirá una resistencia de puesta a tierra inferior a 52,31 K Ω .

Atendiendo a los diferentes electrodos que se comercializan:

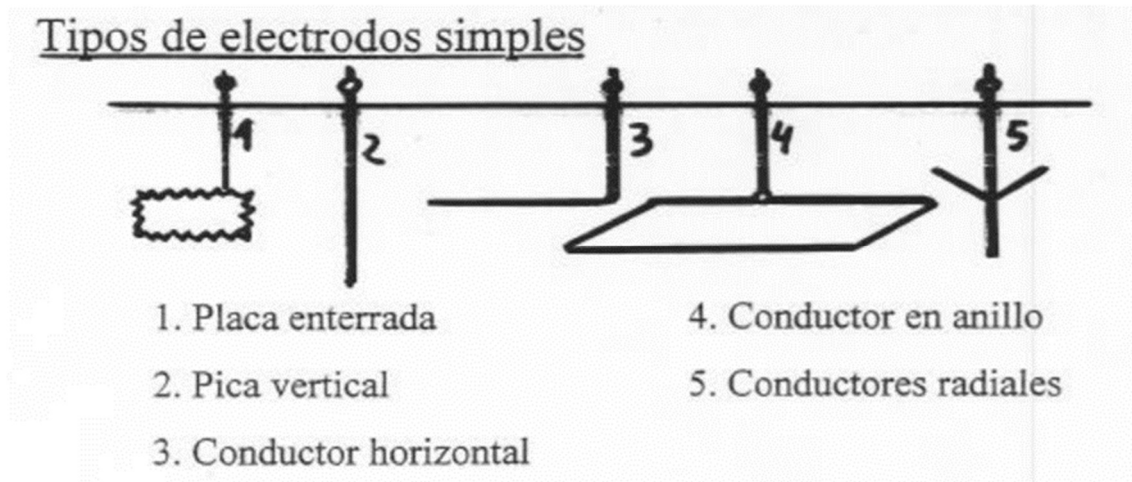


Figura 38. Tipos de electrodos de puesta a tierra.

Se elegirá la pica vertical, la cual está bastante extendida por su fácil instalación.

Para conocer el número de electrodos o picas a emplear se usará la siguiente fórmula facilitada por el IEC-BT-19:

$$R_{PaT} = \frac{\rho}{L * n}$$

Donde:

ρ : Resistividad del terreno

L: Longitud de la pica

n: Número de picas

Para la puesta a tierra de las instalaciones en azoteas y tejados se supondrá que el suelo de los tejados es de baldosa flotante de cemento, ideal para ocultar canalizaciones.

La resistividad de este tipo de terreno es de unos 2500 Ωm mientras que la resistividad del terreno correspondiente al área de aparcamiento se supondrá que es grava, siendo su resistividad en este caso de 4000 Ωm .

Tras aplicar la fórmula anterior a los respectivos terrenos, de dimensiones aproximadas, se obtiene que hay que colocar, orientativamente, un total de 780 picas de cobre, de 2 metros de largo cada una.

En lo referido al cableado de puesta a tierra de la instalación se atenderá al criterio recogido en la siguiente tabla:

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

Tabla 20. Elección de la sección del cable de puesta a tierra en función del conductor de la instalación.
Fuente: ITC-BT-18.

Se seleccionará un único cable para toda la instalación, a excepción de los paneles solares. Eligiendo el caso más desfavorable, la sección máxima del cableado de la instalación es de 70mm², lo que implica que se necesitará como mínimo un cable de 35mm² para la puesta a tierra de la instalación.

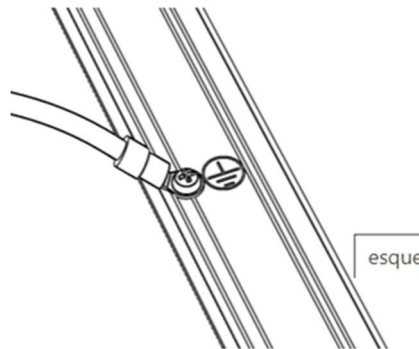
Se pondrán a tierra los módulos solares y el inversor.

Para la puesta a tierra de los módulos se recurre a las especificaciones del fabricante de paneles solares, quien en lo referido a la puesta a tierra indica que el material del marco del módulo es aluminio y los cables de tierra deben estar conectados al punto de tierra del marco. Además, estipula que la sección del cable de tierra debe ser de 4mm². Dicho cable se seleccionó junto con el resto del cableado en el apartado anterior.

Para conectar a tierra los módulos, se debe usar un tornillo de acero inoxidable rosca-plancha de 4,2mm de diámetro y una longitud comprendida entre 4,5 y 16mm. Esto irá unido a un terminal de ojete semiaislado de 4mm.

Hay que asegurarse de que el terminal este correctamente situado entre el cable y el marco del módulo. El terminal debe estar correctamente engastado en el cable y debe hacer contacto

perfectamente con el marco de aluminio. Existen dos taladros en el módulo solar para este fin, estos están marcados con un símbolo de toma de tierra. Su diámetro es de 4mm. El par de apriete necesario para la fijación del tornillo estará comprendido entre 1,5 y 2Nm.



*Figura 39. Puesta a tierra del módulo fotovoltaico.
Fuente: ATERSA*

Por ello, será necesario un cableado de puesta a tierra, de color verde y amarillo como la normativa estipula, que en este caso será de sección 4mm^2 .

4.3 CANALIZACIONES

En la zona de conexión de los paneles solares no se va a poner ningún tipo de canalización dado que los cables que incluyen las placas son cortos y, en principio, no debería quedar ningún exceso de cable colgando.

Tanto el tramo de conexión de los paneles al inversor (tramo DC) como del inversor al punto de conexión (tramo AC) en la zona de las azoteas, se llevarán a cabo mediante una canalización del tipo B1, es decir, llevar un cable multipolar en conducto sobre una pared de madera o mampostería.

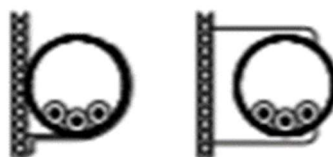


Figura 40. Método de instalación B1. Fuente: ITC-BT-21.

Se elegirá el diámetro de los tubos adecuado atendiendo a la siguiente tabla recogida en el REBT:

Para el tramo AC se requerirá un tubo de diámetro exterior 63 mm mientras que para el tramo DC se necesitará un tubo de diámetro exterior 16 mm.

Por otro lado, tanto el tramo AC de la zona de aparcamiento como de la zona de terrenos se llevará al punto de conexión bajo un tubo enterrado, para lo cual será necesario la realización de una zanja.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Tabla 21. Diámetro de tubos fijos en superficie según número de conductores.
Fuente: ITC-BT-21.

Para la elección del tubo adecuado, éste deberá cumplir con las siguientes características:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	NA	250 N / 450 N / 750 N
Resistencia al impacto	NA	Ligero / Normal / Normal
Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA
Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos D ≥ 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	0	No declarada
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Notas:
NA : No aplicable
(*) Para tubos embebidos en hormigón aplica 250 N y grado Ligero; para tubos en suelo ligero aplica 450 N y grado Normal; para tubos en suelos pesados aplica 750 N y grado Normal

Tabla 22. Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas. Fuente: IEC-BT-21

En lo referido al diámetro de los tubos enterrados, se seleccionará atendiendo a la siguiente tabla.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Tabla 23. Diámetro exterior mínimo de tubo enterrado. Fuente: IEC-BT-21.

Finalmente se elige un tubo de 125 mm de diámetro exterior con un grado de resistencia a compresión de 250N y resistencia al impacto ligera, que cumple con todos los requisitos recogidos en la tabla anterior.

Por último, la canalización de la puesta a tierra se realizará bajo tubo enterrado, para lo cual se necesitará un tubo de 90 mm.

Capítulo 5. ESTUDIO DEL IMPACTO ECONÓMICO

Una vez diseñada la instalación y, habiendo realizado un pequeño estudio de los datos de la factura eléctrica proporcionada por el cliente, es posible llevar a cabo un análisis financiero con el objetivo de comprobar la rentabilidad del proyecto a llevar a cabo.

5.1 INVERSIÓN INICIAL

Para la puesta en marcha de la instalación se ha presupuestado la siguiente lista de elementos, la cual se ha creado a partir de los siguientes supuestos:

Las dimensiones de la instalación son las siguientes:

Dimensiones Técnicas	
<i>Número Inversores</i>	52
<i>Número Strings por Inversor</i>	14
<i>Paneles por String</i>	20

Tabla 24. Dimensiones técnicas de la instalación.

Se ha presupuestado el cableado necesario para la instalación considerando las siguientes distancias medias existentes desde cada inversor al punto de conexión.

Distancias Medias Instal.	<i>m</i>
Strings a Inversor	10
Inversor a Punto Conexión	171
<i>Edificios</i>	100
<i>Azotea Edificios</i>	20
<i>Suelo</i>	200
<i>Cubiertas Parking</i>	200
String PaT	20
Inversor PaT	25

Tabla 25. Distancias medias consideradas en la instalación.

Considerados estos supuestos, el presupuesto destinado a la inversión inicial del proyecto se recoge en la siguiente tabla, la cual hace referencia a los equipos, cableado y obra civil.

PLAN DE INVERSIONES				
IMPORTE TOTAL INVERSIONES	Precio Unitario	Unidades	% Descuento	ImporteTotal
				4.006.656,11 €
Equipos				
Sub-Total				2.229.010,69 €
<i>Panel Solar - 370W</i>	123,00 €	14.560	0,00%	1.790.880,00 €
<i>Inversor - 100 KW</i>	7.557,84 €	52	0,00%	393.007,83 €
<i>Sistema Antivertido</i>	603,31 €	52	0,00%	31.371,90 €
<i>Analizador de Red Trifásico</i>	340,50 €	1	0,00%	340,50 €
<i>Disyuntor magnetotérmico</i>	142,45 €	52	0,00%	7.407,40 €
<i>Contador bidireccional trifásico</i>	446,36 €	1	0,00%	446,36 €
<i>Pica de puesta a tierra</i>	7,12 €	780	0,00%	5.556,69 €
Cableado				
Sub-Total				26.280,54 €
Obra Civil				
Sub-Total				1.751.364,88 €

Tabla 26. Presupuesto del equipo.

El presupuesto de los equipos hace referencia a los elementos principales de la instalación.

PLAN DE INVERSIONES				
IMPORTE TOTAL INVERSIONES	Precio Unitario	Unidades	% Descuento	ImporteTotal
				4.006.656,11 €
Equipos				
Sub-Total				2.229.010,69 €
Cableado				
Sub-Total				26.280,54 €
<i>Cable AC inversor -red - 70 mm²</i>	8,98 €	26.629	0,00%	239.222,65 €
<i>Cable PaT - 35 mm²</i>	2,63 €	1.300	0,00%	3.424,05 €
<i>Cable DC strings-inversor - 6 mm²</i>	0,86 €	7.280	0,00%	6.257,19 €
<i>Cable de PaT - 4 mm²</i>	0,42 €	14.560	0,00%	6.136,86 €
<i>Cable de neutro</i>	0,86 €	16.156	0,00%	13.886,49 €
Obra Civil				
Sub-Total				1.751.364,88 €

Tabla 27. Presupuesto del cableado.

El cableado alude a los diferentes cables empleados en la instalación eléctrica y sus medidas correspondientes.

PLAN DE INVERSIONES					
IMPORTE TOTAL INVERSIONES		Precio Unitario	Unidades	% Descuento	ImporteTotal 4.006.656,11 €
Equipos	Sub-Total				2.229.010,69 €
Cableado	Sub-Total				26.280,54 €
Obra Civil	Sub-Total				1.751.364,88 €
Estructura Soporte hormigon		678,40 €	434	0,00%	294.424,17 €
Estructura Soporte metálico		795,20 €	294	0,00%	233.788,31 €
Tubo de Canalizaciones (Ø 125) - Enterrado		5,33 €	8.496	0,00%	45.285,81 €
Tubo de Canalizaciones (Ø 90) - Enterrado		3,49 €	1.300	0,00%	4.537,00 €
Tubo de Canalizaciones (Ø 63) - Superficial		6,39 €	380	0,00%	2.428,20 €
Tubo de Canalizaciones (Ø 16) - Superficial		0,91 €	7.280	0,00%	6.624,80 €
Marquesinas Parking (Estructura + Instalación)		70,69 €	11.409	0,00%	806.521,28 €
Instalación Soporte (Edif + Marquesinas) - m2		2,00 €	21.732	0,00%	43.463,88 €
Instalación Soportes Suelo - m2		10,00 €	6.520	0,00%	65.195,83 €
Instalación Paneles		2,00 €	14.560	0,00%	29.120,00 €
Zanja Canalización (0,6m x 1,0m)		25,00 €	6.996	0,00%	174.910,00 €
Zanja Puesta a Tierra (2,5m x 1,5m)		15,00 €	52	0,00%	780,00 €
Canalización - Enterrado		4,00 €	6.996	0,00%	27.985,60 €
Canalización - Superficial		7,50 €	1.300	0,00%	9.750,00 €
Canalización - Exterior Fachada		10,00 €	380	0,00%	3.800,00 €
Caja Protecciones AC		2.750,00 €	1	0,00%	2.750,00 €

Tabla 28. Presupuesto de la obra civil.

Por último, la obra civil refleja los costes iniciales destinados al montaje y adecuada disposición y seguridad de la planta fotovoltaica.

A modo resumen se presenta a continuación el presupuesto total por bloque: equipos, cableado y obra civil.

PLAN DE INVERSIONES					
IMPORTE TOTAL INVERSIONES		Precio Unitario	Unidades	% Descuento	ImporteTotal 4.006.656,11 €
Equipos	Sub-Total				2.229.010,69 €
Cableado	Sub-Total				26.280,54 €
Obra Civil	Sub-Total				1.751.364,88 €

Tabla 29. Resumen del presupuesto.

Se destaca que el presupuesto incluye tanto la compra como la instalación de marquesinas en todo el área de aparcamiento disponible en las instalaciones de HP. Dichas marquesinas se emplearán de base para colocar paneles, pero no es un elemento activo de la instalación

fotovoltaica. Las marquesinas suponen un coste adicional, necesario en este caso para poder instalar una potencia adecuada.

Por otro lado, se ha realizado un reparto de pedidos a lo largo de los 6 meses de construcción de la instalación, para que en enero de 2021 comience a funcionar.

Se han ordenado los pedidos y tareas de tal modo que se pongan en marcha cuanto antes las máximas partes de la instalación, esto es, primero la zona de edificios, después la zona a pie de suelo y por último la zona de aparcamiento.

A continuación, se presenta el reparto de tiempos realizado bajo los objetivos dichos anteriormente.

PLAN DE INVERSIONES							
IMPORTE TOTAL INVERSIONES	ImporteTotal	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
	4.006.656,11 €	111.936,44 €	962.153,59 €	139.913,86 €	653.816,17 €	619.757,69 €	1.519.078,37 €
Equipos							
Sub-Total	2.229.010,69 €	0,00 €	814.945,57 €	0,00 €	514.205,50 €	0,00 €	899.859,62 €
Panel Solar - 370W	1.790.880,00 €		654.360,00 €		413.280,00 €		723.240,00 €
Inversor - 100 KW	393.007,83 €		143.599,02 €		90.694,12 €		158.714,70 €
Sistema Antivertido	31.371,90 €		11.462,81 €		7.239,67 €		12.669,42 €
Análizador de Red Trifásico	340,50 €		340,50 €				
Disyuntor magnetotérmico	7.407,40 €		2.706,55 €		1.709,40 €		2.991,45 €
Contador bidireccional trifásico	446,36 €		446,36 €				
Pica de puesta a tierra	5.556,69 €		2.030,33 €		1.282,31 €		2.244,05 €
Cableado							
Sub-Total	26.280,54 €	4.409,26 €	4.365,29 €	3.195,81 €	3.168,04 €	5.595,37 €	5.546,78 €
Obra Civil							
Sub-Total	1.751.364,88 €	107.527,18 €	142.842,73 €	136.718,05 €	136.442,64 €	614.162,32 €	613.671,97 €

PLAN DE INVERSIONES							
IMPORTE TOTAL INVERSIONES	ImporteTotal	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
	4.006.656,11 €	111.936,44 €	962.153,59 €	139.913,86 €	653.816,17 €	619.757,69 €	1.519.078,37 €
Equipos							
Sub-Total	2.229.010,69 €	0,00 €	814.945,57 €	0,00 €	514.205,50 €	0,00 €	899.859,62 €
Cableado							
Sub-Total	26.280,54 €	4.409,26 €	4.365,29 €	3.195,81 €	3.168,04 €	5.595,37 €	5.546,78 €
Cable AC inversor -red - 70 mm ²	239.222,65 €	30.723,47 €	30.723,47 €	32.291,99 €	32.291,99 €	56.595,87 €	56.595,87 €
Cable PaT - 35 mm ²	3.424,05 €		1.251,10 €		790,17 €		1.382,79 €
Cable DC strings-inversor - 6 mm ²	6.257,19 €	2.286,28 €		1.443,97 €		2.526,94 €	
Cable de PaT - 4 mm ²	6.136,86 €		2.242,31 €		1.416,20 €		2.478,35 €
Cable de neutro	13.886,49 €	2.122,98 €	2.122,98 €	1.751,84 €	1.751,84 €	3.068,43 €	3.068,43 €
Obra Civil							
Sub-Total	1.751.364,88 €	107.527,18 €	142.842,73 €	136.718,05 €	136.442,64 €	614.162,32 €	613.671,97 €

PLAN DE INVERSIONES							
	ImporteTotal	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
IMPORTE TOTAL INVERSIONES	4.006.656,11 €	111.936,44 €	962.153,59 €	139.913,86 €	653.816,17 €	619.757,69 €	1.519.078,37 €
Equipos							
Sub-Total	2.229.010,69 €	0,00 €	814.945,57 €	0,00 €	514.205,50 €	0,00 €	899.859,62 €
Cableado							
Sub-Total	26.280,54 €	4.409,26 €	4.365,29 €	3.195,81 €	3.168,04 €	5.595,37 €	5.546,78 €
Obra Civil							
Sub-Total	1.751.364,88 €	107.527,18 €	142.842,73 €	136.718,05 €	136.442,64 €	614.162,32 €	613.671,97 €
Estructura Soporte hormigon	294.424,17 €	90.226,76 €	90.226,76 €	56.985,32 €	56.985,32 €		
Estructura Soporte metálico	233.788,31 €						
Tubo de Canalizaciones (Ø 125) - Enterrado	45.285,81 €		10.127,00 €	12.772,81 €		116.894,16 €	116.894,16 €
Tubo de Canalizaciones (Ø 90) - Enterrado	4.537,00 €	1.657,75 €		1.047,00 €		1.832,25 €	
Tubo de Canalizaciones (Ø 63) - Superficial	2.428,20 €		2.428,20 €				
Tubo de Canalizaciones (Ø 16) - Superficial	6.624,80 €		2.420,60 €		1.528,80 €		2.675,40 €
Marquesinas Parking (Estructura + Instalaci	806.521,28 €					403.260,64 €	403.260,64 €
Instalación Soporte (Edif + Marquesinas) - i	43.463,88 €	10.322,67 €	10.322,67 €			11.409,27 €	11.409,27 €
Instalación Soportes Suelo - m2	65.195,83 €			32.597,91 €	32.597,91 €		
Instalación Paneles	29.120,00 €	5.320,00 €	5.320,00 €	3.360,00 €	3.360,00 €	5.880,00 €	5.880,00 €
Zanja Canalización (0,6m x 1,0m)	174.910,00 €		10.000,00 €	29.955,00 €	29.955,00 €	52.500,00 €	52.500,00 €
Zanja Puesta a Tierra (2,5m x 1,5m)	780,00 €		285,00 €		180,00 €		315,00 €
Canalización - Enterrado	27.985,60 €		1.600,00 €		9.585,60 €		16.800,00 €
Canalización - Superficial	9.750,00 €		3.562,50 €		2.250,00 €		3.937,50 €
Canalización - Exterior Fachada	3.800,00 €		3.800,00 €				
Caja Protecciones AC	2.750,00 €		2.750,00 €				

Tabla 30. Fases de construcción del proyecto y llegada de material.

La tabla refleja el mes de adquisición de los elementos, pero su pago tendrá lugar a los 60 días de haber sido recibidos.

A modo resumen se suman los importes de los elementos recibidos en cada uno de los 6 meses de construcción de la instalación, distinguiendo si el gasto va destinado a equipos, cableado u obra civil.

PLAN DE INVERSIONES							
	ImporteTotal	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
IMPORTE TOTAL INVERSIONES	4.006.656,11 €	111.936,44 €	962.153,59 €	139.913,86 €	653.816,17 €	619.757,69 €	1.519.078,37 €
Equipos							
Sub-Total	2.229.010,69 €	0,00 €	814.945,57 €	0,00 €	514.205,50 €	0,00 €	899.859,62 €
Cableado							
Sub-Total	26.280,54 €	4.409,26 €	4.365,29 €	3.195,81 €	3.168,04 €	5.595,37 €	5.546,78 €
Obra Civil							
Sub-Total	1.751.364,88 €	107.527,18 €	142.842,73 €	136.718,05 €	136.442,64 €	614.162,32 €	613.671,97 €

Tabla 31. Resumen de gastos durante el proceso de construcción.

5.2 GENERACIÓN DE AHORROS

El estudio económico del proyecto contempla 15 años, plazo en el que se plantea la amortización contable de la instalación.

No se han tenido en cuenta los ingresos (ahorros) generados por el proyecto con posterioridad a dicha fecha.

No ha sido realizada ninguna hipótesis de aumento del consumo de energía por parte de HP, por lo que los consumos correspondientes a las facturas reales facilitadas (oct-18 / sep-19) son empleados como constantes.

Se ha aplicado un criterio conservador al no suponer un aumento de precios a lo largo de la vida del estudio, ni de la energía ni del Índice de Precios al Consumo (IPC). De no ser constantes, supondría un beneficio superior al reflejado en este análisis ya que las partidas de ingreso del proyecto (ahorro estimado en la factura de la luz) son claramente superiores a las de los costes (mantenimiento de la instalación). Tanto la inversión inicial como los costes financieros quedan fijados en el momento inicial.

Se ha realizado el estudio bajo el supuesto de financiación del 100% de la inversión mediante préstamo bancario a tipo de interés fijo, contemplando el gasto correspondiente a los intereses. Al final del estudio, a efectos comparativos, el análisis de rentabilidad (VAN, TIR y Pay-Back) se ha realizado, además, como si el 100% de la inversión se realizará sin endeudamiento, aportando la misma los recursos de HP.

La instalación fotovoltaica planteada tiene como objetivo el autoconsumo sin excedentes, por lo que no se ha contemplado la venta de energía.

Al tratarse de una instalación solar sin baterías, los consumos a red nocturnos no presentarán variación alguna. Tampoco se modificarán los términos fijos de la factura eléctrica.

El objetivo de esta instalación es reducir al máximo el término variable, es decir, el consumo desde red gracias a la alternativa eléctrica de la instalación de paneles fotovoltaicos.

Los beneficios obtenidos en el proyecto, derivados del ahorro en el consumo de energía adquirida a la red en horario diurno, se verán reflejados en la disminución de aquellos elementos del coste de la factura energética asociados a dicho consumo.

Para llevar a cabo el estudio financiero se ha partido de la factura eléctrica facilitada por el cliente de los meses comprendidos entre octubre de 2018 y septiembre de 2019.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la tarifa contratada por el cliente acorde a sus necesidades de consumo es la tarifa 6.1A, cuyos términos principales facilitados por el cliente son los siguientes:

- Término de potencia
- Término de energía ATR
- Término de energía ML
- Penalización reactiva
- Alquiler de equipo
- Impuesto eléctrico
- IVA

Para el cálculo del ahorro generado con la instalación fotovoltaica no se tendrán en cuenta ni el término de potencia ni el alquiler del contador por ser ambos términos fijos. Tampoco se tendrá en cuenta la penalización de reactiva ya que en las facturas presentadas no se registra ninguna penalización por este concepto.

La presentación de los cálculos económicos se realiza en base anual, pero dada la no linealidad de elementos clave en los mismos (consumo energético y producción fotovoltaica) los cálculos han tenido en cuenta esta circunstancia y están basados en un análisis mensual llevados a términos anuales.

Se parte de los datos facilitados por el cliente correspondientes al periodo oct-18 / sep-19. Para los cálculos se ha tomado como año base 2019, completando los meses de oct-19 / dic-19 suponiendo que se repiten los datos correspondientes a los mismos meses de 2018.

En primer lugar, se presenta el coste del término de potencia contratada, el cual está regulado según los periodos tarifarios establecidos.

Los costes recogidos en esta tabla son fijos por lo que no variarán al incluir energía verde y, por tanto, no suponen ningún ahorro derivado del proyecto.

En este caso, para los meses de oct-19 / dic-19 se ha considerado que se mantiene constante la potencia contratada del último mes real disponible (sep-19).

			oct-18	nov-18	dic-18
COSTE TÉRMINO POTENCIA			29.885,15	28.921,12	29.885,15
<i>Precios 2018-2020 del término de potencia tarifa de acceso 6.1.A. (€/Kw año)</i>	Periodo 1	39,139427	10.803,55	10.455,05	10.803,55
	Periodo 2	19,586654	5.406,45	5.232,05	5.406,45
	Periodo 3	14,334178	3.956,63	3.828,99	3.956,63
	Periodo 4	14,334178	3.956,63	3.828,99	3.956,63
	Periodo 5	14,334178	3.956,63	3.828,99	3.956,63
	Periodo 6	6,540177	1.805,27	1.747,03	1.805,27

			ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19
COSTE TÉRMINO POTENCIA			29.885,15	29.897,13	35.886,93	34.729,29	35.886,93	34.729,29
<i>Precios 2018-2020 del término de potencia tarifa de acceso 6.1.A. (€/Kw año)</i>	Periodo 1	39,139427	10.803,55	10.642,71	12.631,85	12.224,37	12.631,85	12.224,37
	Periodo 2	19,586654	5.406,45	5.325,96	6.321,39	6.117,48	6.321,39	6.117,48
	Periodo 3	14,334178	3.956,63	3.897,72	4.626,21	4.476,98	4.626,21	4.476,98
	Periodo 4	14,334178	3.956,63	3.897,72	4.626,21	4.476,98	4.626,21	4.476,98
	Periodo 5	14,334178	3.956,63	3.897,72	4.626,21	4.476,98	4.626,21	4.476,98
	Periodo 6	6,540177	1.805,27	2.235,31	3.055,07	2.956,52	3.055,07	2.956,52

			jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
COSTE TÉRMINO POTENCIA			35.886,93	35.886,93	34.729,29	35.886,93	34.729,29	35.886,93
<i>Precios 2018-2020 del término de potencia tarifa de acceso 6.1.A. (€/Kw año)</i>	Periodo 1	39,139427	12.631,85	12.631,85	12.224,37	12.631,85	12.224,37	12.631,85
	Periodo 2	19,586654	6.321,39	6.321,39	6.117,48	6.321,39	6.117,48	6.321,39
	Periodo 3	14,334178	4.626,21	4.626,21	4.476,98	4.626,21	4.476,98	4.626,21
	Periodo 4	14,334178	4.626,21	4.626,21	4.476,98	4.626,21	4.476,98	4.626,21
	Periodo 5	14,334178	4.626,21	4.626,21	4.476,98	4.626,21	4.476,98	4.626,21
	Periodo 6	6,540177	3.055,07	3.055,07	2.956,52	3.055,07	2.956,52	3.055,07

Tabla 32. Coste mensual del término de potencia

La tabla siguiente recoge, en términos anuales, este coste fijo para el año 2019.

			2019
COSTE TÉRMINO POTENCIA			414.021,05
<i>Precios 2018-2020 del término de potencia tarifa de acceso 6.1.A. (€/Kw año)</i>	Periodo 1	39,139427	146.134,82
	Periodo 2	19,586654	73.130,66
	Periodo 3	14,334178	53.519,50
	Periodo 4	14,334178	53.519,50
	Periodo 5	14,334178	53.519,50
	Periodo 6	6,540177	34.197,06

Tabla 33. Coste anual del término de potencia.

Para realizar el estudio de ahorros, se parte de la información sobre los consumos por periodo facilitados por el cliente. A partir de dichos consumos conjuntamente con los precios regulados del ATR se replica el coste del término ATR, reflejado en la tabla que se presenta a continuación.

COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR POR PERIODO			oct-18	nov-18	dic-18
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR			3.083,50	5.512,42	14.006,18
Precios 2018-2020 del término de energía tarifa de acceso 6.1.A. (€/kwh)	Periodo 1	Coste Total	0,00	0,00	5.734,72
	0,026674	Consumo KWh	0,00	0,00	214.993,00
	Periodo 2	Coste Total	0,00	0,00	7.048,11
	0,019921	Consumo KWh	0,00	0,00	353.803,00
	Periodo 3	Coste Total	0,00	2.391,97	0,00
	0,010615	Consumo KWh	0,00	225.339,00	0,00
	Periodo 4	Coste Total	0,00	2.200,19	0,00
	0,005283	Consumo KWh	0,00	416.466,00	0,00
	Periodo 5	Coste Total	2.258,90	0,00	0,00
	0,003411	Consumo KWh	662.239,00	0,00	0,00
	Periodo 6	Coste Total	824,60	920,25	1.223,34
	0,002137	Consumo KWh	385.870,00	430.628,00	572.458,00

COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR POR PERIODO			ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR			18.455,00	18.554,12	7.291,01	4.086,06	4.331,52	14.941,12
Precios 2018-2020 del término de energía tarifa de acceso 6.1.A. (€/kwh)	Periodo 1	Coste Total	7.775,50	7.724,07	0,00	0,00	0,00	6.884,77
	0,026674	Consumo KWh	291.501,00	289.573,00	0,00	0,00	0,00	258.108,00
	Periodo 2	Coste Total	9.466,68	9.571,12	0,00	0,00	0,00	3.612,85
	0,019921	Consumo KWh	475.211,00	480.454,00	0,00	0,00	0,00	181.359,00
	Periodo 3	Coste Total	0,00	0,00	3.112,86	0,00	0,00	1.874,13
	0,010615	Consumo KWh	0,00	0,00	293.251,00	0,00	0,00	176.555,00
	Periodo 4	Coste Total	0,00	0,00	2.767,43	0,00	0,00	1.283,80
	0,005283	Consumo KWh	0,00	0,00	523.837,00	0,00	0,00	243.005,00
	Periodo 5	Coste Total	0,00	0,00	0,00	2.820,01	3.003,73	0,00
	0,003411	Consumo KWh	0,00	0,00	0,00	826.740,00	880.600,00	0,00
	Periodo 6	Coste Total	1.212,83	1.258,92	1.410,72	1.266,05	1.327,79	1.285,56
	0,002137	Consumo KWh	567.538,00	589.107,00	660.139,00	592.441,00	621.334,00	601.574,00

COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR POR PERIODO			jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR			26.308,77	3.323,58	7.517,13	3.083,50	5.512,42	14.006,18
Precios 2018-2020 del término de energía tarifa de acceso 6.1.A. (€/kwh)	Periodo 1	Coste Total	16.340,81	0,00	0,00	0,00	0,00	5.734,72
	0,026674	Consumo KWh	612.612,00	0,00	0,00	0,00	0,00	214.993,00
	Periodo 2	Coste Total	8.670,34	0,00	0,00	0,00	0,00	7.048,11
	0,019921	Consumo KWh	435.236,00	0,00	0,00	0,00	0,00	353.803,00
	Periodo 3	Coste Total	0,00	0,00	3.669,16	0,00	2.391,97	0,00
	0,010615	Consumo KWh	0,00	0,00	345.658,00	0,00	225.339,00	0,00
	Periodo 4	Coste Total	0,00	0,00	2.624,58	0,00	2.200,19	0,00
	0,005283	Consumo KWh	0,00	0,00	496.798,00	0,00	416.466,00	0,00
	Periodo 5	Coste Total	0,00	0,00	0,00	2.258,90	0,00	0,00
	0,003411	Consumo KWh	0,00	0,00	0,00	662.239,00	0,00	0,00
	Periodo 6	Coste Total	1.297,62	3.323,58	1.223,39	824,60	920,25	1.223,34
	0,002137	Consumo KWh	607.215,00	1.555.257,00	572.479,00	385.870,00	430.628,00	572.458,00

Tabla 34. Coste del término de energía ATR por periodo.

En términos anuales, el coste del término de energía ATR para 2019 se muestra en la siguiente tabla.

COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR POR PERIODO			2019
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR			127.410,39
Precios 2018-2020 del término de energía tarifa de acceso 6.1.A. (€/kwh)	Periodo 1	Coste Total	44.459,88
	0,026674	Consumo KWh	1.666.787,00
	Periodo 2	Coste Total	38.369,10
	0,019921	Consumo KWh	1.926.063,00
	Periodo 3	Coste Total	11.048,12
	0,010615	Consumo KWh	1.040.803,00
	Periodo 4	Coste Total	8.876,00
	0,005283	Consumo KWh	1.680.106,00
	Periodo 5	Coste Total	8.082,63
	0,003411	Consumo KWh	2.369.579,00
	Periodo 6	Coste Total	16.574,66
	0,002137	Consumo KWh	7.756.040,00

Tabla 35. Coste anual del término de energía ATR por periodo.

Basado en los precios y consumos ATR anteriores, se obtienen los precios medios ponderados por mes diurnos y nocturnos:

	oct-18	nov-18	dic-18
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR	3.083,50	5.512,42	14.006,18
Precio medio KWh Diurno	0,003411	0,007155	0,022473
Precio medio KWh Nocturno	0,002137	0,002137	0,002137
Consumo KWh	1.048.109,00	1.072.433,00	1.141.254,00
Consumo KWh Diurno	662.239,00	641.805,00	568.796,00
Consumo KWh Nocturno	385.870,00	430.628,00	572.458,00
% Nocturno	36,82%	40,15%	50,16%

	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR	18.455,00	18.554,12	7.291,01	4.086,06	4.331,52	14.941,12
Precio medio KWh Diurno	0,022488	0,022461	0,007197	0,003411	0,003411	0,015897
Precio medio KWh Nocturno	0,002137	0,002137	0,002137	0,002137	0,002137	0,002137
Consumo KWh	1.334.250,00	1.359.134,00	1.477.227,00	1.419.181,00	1.501.934,00	1.460.601,00
Consumo KWh Diurno	766.712,00	770.027,00	817.088,00	826.740,00	880.600,00	859.027,00
Consumo KWh Nocturno	567.538,00	589.107,00	660.139,00	592.441,00	621.334,00	601.574,00
% Nocturno	42,54%	43,34%	44,69%	41,75%	41,37%	41,19%

	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR	26.308,77	3.323,58	7.517,13	3.083,50	5.512,42	14.006,18
Precio medio KWh Diurno	0,023869	0,002137	0,007471	0,003411	0,007155	0,022473
Precio medio KWh Nocturno	0,002137	0,002137	0,002137	0,002137	0,002137	0,002137
Consumo KWh	1.655.063,00	1.555.257,00	1.414.935,00	1.048.109,00	1.072.433,00	1.141.254,00
Consumo KWh Diurno	1.047.848,00	907.336,93	842.456,00	662.239,00	641.805,00	568.796,00
Consumo KWh Nocturno	607.215,00	647.920,07	572.479,00	385.870,00	430.628,00	572.458,00
% Nocturno	36,69%	41,66%	40,46%	36,82%	40,15%	50,16%

Tabla 36. Coste del término de energía ATR promedio mensual.

En términos anuales, el coste actual del término de energía ATR promedio se muestra en la siguiente tabla.

	2019
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ATR	127.410,39
<i>Precio medio kWh Diurno</i>	0,011759
<i>Precio medio kWh Nocturno</i>	0,002137
<i>Consumo kWh</i>	16.439.378,00
<i>Consumo kWh Diurno</i>	9.590.674,93
<i>Consumo kWh Nocturno</i>	6.848.703,07
<i>% Nocturno</i>	41,66%

Tabla 37. Coste del término de energía ATR promedio.

Este coste es uno de los componentes de consumo que se tendrá en cuenta para la estimación de ahorros derivados del proyecto.

Otra parte de la factura eléctrica a tener en consideración de cara a generar los ahorros es el término de energía ML.

Para poder desglosar dicho término de energía se han llevado a cabo los siguientes supuestos:

- Como se desconoce el precio asignado por la comercializadora a los consumos ML de los distintos periodos, se ha fijado el precio medio del consumo nocturno a partir de los consumos generados en el mes de agosto de 2019, ya que durante todo agosto el único periodo facturado es el P6. Dicho precio se ha supuesto constante durante todos los meses del año.

Gracias a la información proporcionada por el cliente sobre los consumos por periodo en cada mes, dichos consumos se han agrupado mensualmente en diurnos y nocturnos. Conocido el precio y consumo real nocturno, el precio medio del consumo diurno mensual se ha obtenido a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Coste diurno} = \frac{\text{Facturación total} - \text{Facturación nocturna}}{\text{Consumo diurno}}$$

Dicho precio varía mensualmente, pero no según la discriminación tarifaria por falta de datos.

A partir de estos supuestos se ha generado la siguiente tabla, en la que se ha mantenido constante todos los meses el precio nocturno y en la que los meses de oct-19 a dic-19 se han replicado los consumos reales de los mismos meses de 2018.

	oct-18	nov-18	dic-18
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ML	53.476,50	57.072,13	61.766,77
Precio Medio KWh Diurno	0,051749	0,055528	0,058497
Precio Medio KWh Nocturno	0,049774	0,049774	0,049774
Consumo KWh	1.048.109,00	1.072.433,00	1.141.254,00
Consumo KWh Diurno	662.239,00	641.805,00	568.796,00
Consumo KWh Nocturno	385.870,00	430.628,00	572.458,00
% Nocturno	36,82%	40,15%	50,16%

	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ML	85.059,71	86.685,36	91.511,24	78.303,91	80.960,45	84.521,42
Precio Medio KWh Diurno	0,074097	0,074495	0,071783	0,059046	0,056818	0,063535
Precio Medio KWh Nocturno	0,049774	0,049774	0,049774	0,049774	0,049774	0,049774
Consumo KWh	1.334.250,00	1.359.134,00	1.477.227,00	1.419.181,00	1.501.934,00	1.460.601,00
Consumo KWh Diurno	766.712,00	770.027,00	817.088,00	826.740,00	880.600,00	859.027,00
Consumo KWh Nocturno	567.538,00	589.107,00	660.139,00	592.441,00	621.334,00	601.574,00
% Nocturno	42,54%	43,34%	44,69%	41,75%	41,37%	41,19%

	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ML	106.404,77	77.411,77	85.386,15	53.476,50	57.072,13	61.766,77
Precio Medio KWh Diurno	0,072702	0,049774	0,067530	0,051749	0,055528	0,058497
Precio Medio KWh Nocturno	0,049774	0,049774	0,049774	0,049774	0,049774	0,049774
Consumo KWh	1.655.063,00	1.555.257,00	1.414.935,00	1.048.109,00	1.072.433,00	1.141.254,00
Consumo KWh Diurno	1.047.848,00	907.336,93	842.456,00	662.239,00	641.805,00	568.796,00
Consumo KWh Nocturno	607.215,00	647.920,07	572.479,00	385.870,00	430.628,00	572.458,00
% Nocturno	36,69%	41,66%	40,46%	36,82%	40,15%	50,16%

Tabla 38. Coste del término de energía ML medio.

En términos anuales, el coste actual del término de energía ML promedio para 2019 se muestra en la siguiente tabla.

	2019
COSTE TÉRMINO ENERGIA - ML	948.560,18
Precio Medio KWh Diurno	0,063361
Precio Medio KWh Nocturno	0,049774
Consumo KWh	16.439.378,00
Consumo KWh Diurno	9.590.674,93
Consumo KWh Nocturno	6.848.703,07
% Nocturno	41,66%

Tabla 39. Coste anual del término de energía ML promedio.

El impuesto eléctrico constituye el tercer elemento de ahorro considerado. Este impuesto se genera tanto por el consumo ML como por el consumo ATR. En ambos casos el tipo es del 5,1127%.

Al no disponer de la fórmula de cálculo aplicado por la comercializadora para obtener la base de aplicación de dicho coste sobre el consumo ATR, se ha supuesto el promedio mensual del impuesto real pagado por consumo ML y por consumo ATR a partir de los datos del cliente. Este promedio se ha mantenido constante en los años de proyección del proyecto (15 años).

	oct-18	nov-18	dic-18
IMPUESTO ELÉCTRICO PROMEDIO (ML+ATR)	8,265%	8,197%	8,746%

	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19
IMPUESTO ELÉCTRICO PROMEDIO (ML+ATR)	8,018%	7,970%	7,525%	7,647%	7,652%	8,204%

	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
IMPUESTO ELÉCTRICO PROMEDIO (ML+ATR)	8,120%	7,702%	7,642%	8,265%	8,197%	8,746%

	2019
IMPUESTO ELÉCTRICO PROMEDIO (ML+ATR)	7,945%

Tabla 40. Impuesto eléctrico promediado.

A los ahorros anteriores se ha añadido el correspondiente al IVA.

En base a la información recopilada en las tablas anteriores junto con la información sobre el rendimiento de la instalación fotovoltaica diseñada, se genera un ahorro mensual que se supone constante a lo largo de los años y que queda recogido en la siguiente tabla.

AHORRO ANUAL	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Ahorro Nominal Instalación (1º año)	59.101,58	65.853,05	74.332,50	63.324,22	67.830,38	87.981,25
Ahorro IVA (21%)	10.257,30	11.429,04	12.900,68	10.990,15	11.772,21	15.269,47
Ahorro Impuesto Eléctrico	2.830,46	3.140,55	3.932,56	3.528,35	3.774,41	4.477,71
Ahorro Coste Término Energía ATR	10.713,64	11.880,24	5.239,32	2.665,46	2.961,03	13.655,55
Ahorro Consumo ML	35.300,18	39.403,21	52.259,94	46.140,26	49.322,73	54.578,52
Nº días	31	28	31	30	31	30
kWh/m2 Día	3,104	3,815	4,743	5,261	5,655	5,936
Wh Placa día	1.055,490	1.297,437	1.612,955	1.788,989	1.923,257	2.018,870
KWh Instalación Nominal	476.406,104	528.939,224	728.023,161	781.430,503	868.081,405	881.842,293

AHORRO ANUAL	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Ahorro Nominal Instalación (1º año)	116.519,65	59.480,24	74.374,56	47.253,61	39.738,40	46.501,72
Ahorro IVA (21%)	20.222,42	10.323,02	12.907,98	8.201,04	6.896,75	8.070,55
Ahorro Impuesto Eléctrico	5.547,68	3.380,71	3.957,23	2.810,09	2.223,37	2.283,91
Ahorro Coste Término Energía ATR	22.430,09	1.884,45	5.728,39	2.241,18	3.495,00	10.032,68
Ahorro Consumo ML	68.319,47	43.892,05	51.780,96	34.001,30	27.123,28	26.114,58
Nº días	31	31	30	31	30	31
kWh/m2 Día	6,122	5,745	5,162	4,280	3,288	2,908
Wh Placa día	2.081,961	1.953,701	1.755,447	1.455,700	1.118,279	989,062
KWh Instalación Nominal	939.713,726	881.822,303	766.779,438	657.044,626	488.464,211	446.422,861

Tabla 41. Ahorro mensual conseguido con la instalación fotovoltaica.

Para su consideración en la proyección de la rentabilidad a 15 años del proyecto se ha tenido en cuenta el promedio anual de la siguiente tabla, obtenido a partir de los datos mensuales anteriores.

AHORRO ANUAL	Anual
Ahorro Nominal Instalación (1º año)	802.291,15
Ahorro IVA (21%)	139.240,61
Ahorro Impuesto Eléctrico	41.887,04
Ahorro Coste Término Energía ATR	92.927,03
Ahorro Consumo ML	528.236,48
Nº días	365
kWh/m2 Día	4,673
Wh Placa día	1.589,073
KWh Instalación Nominal	8.444.969,854

Tabla 42. Ahorro anual conseguido con la instalación fotovoltaica.

A partir de estos datos, y bajo los supuestos de precios y consumos constantes, se obtienen los ahorros de los próximos 15 años atendiendo al desgaste de la planta fotovoltaica con el paso del tiempo.

AHORRO ANUAL			
Año	Δ KWh	Eficiencia Instalación	Importe
sep-20	0%	90%	24.457,79
oct-20	0%	90%	25.353,38
nov-20	0%	90%	21.321,18
dic-20	0%	90%	24.949,96
2020	0%	90%	96.082,31
2021	0%	90%	722.062,04
2022	0%	89%	713.036,26
2023	0%	88%	704.010,49
2024	0%	87%	693.981,85
2025	0%	85%	683.953,21
2026	0%	84%	671.918,84
2027	0%	82%	659.884,47
2028	0%	81%	645.844,38
2029	0%	79%	631.804,28
2030	0%	77%	615.758,46
2031	0%	75%	599.712,64
2032	0%	73%	582.663,95
2033	0%	71%	565.615,26
2034	0%	68%	547.563,71
2035	0%	66%	529.512,16

Tabla 43. Proyección a 15 años del ahorro anual.

Para obtener los ahorros durante el año 2020 se ha tenido en cuenta el momento en el que entra en producción cada parte de la instalación.

A continuación, se presenta el mes en el que se pone en marcha cada parte de la instalación y el porcentaje del total que representa. La cronología mostrada se debe al reparto de los pedidos realizado junto con el presupuesto.

Puesta en Producción	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21
Edificios			36,54%	36,54%	36,54%	36,54%	36,54%
Suelo				23,08%	23,08%	23,08%	23,08%
Cubiertas Parking							40,38%
Total	0,00%	0,00%	36,54%	59,62%	59,62%	59,62%	100,00%

Tabla 44. Mes de puesta en marcha de cada fase de la instalación junto con el porcentaje que representa.

Gracias a estos datos se han obtenido los ahorros de los cuatro primeros meses de la Tabla 43.

5.3 CUENTA DE RESULTADOS

Se pretende reflejar la rentabilidad de la inversión a través de lo que se ahorra con la instalación fotovoltaica y los costes periódicos que tiene la instalación.

Por el lado de los ingresos quedan reflejados los ahorros que la factura eléctrica va a reportar al cliente en la Tabla 42 y en la Tabla 43. Se recalca que la factura se emite un mes después de realizar el consumo por lo que en la cuenta anual se incluye la factura del consumo de diciembre del año anterior en lugar de la del año en curso. La del año en curso se tiene en cuenta en el año siguiente.

Se ha supuesto que el único ingreso es el ahorro derivado del autoconsumo de la energía generada por la producción de la energía solar.

Por el lado de gastos únicamente se presenta el mantenimiento de la instalación, que se ha fijado como un porcentaje orientativo, de la inversión inicial de los equipos, el cableado y la obra civil.

MANTENIMIENTO ANUAL			
IMPORTE TOTAL	% Anual	Inversión	75.889,95 €
Equipos	3,00%	2.229.011	66.870,32 €
Cableado	1,00%	26.281	262,81 €
Obra Civil	0,50%	1.751.365	8.756,82 €

Tabla 45. Mantenimiento anual de la instalación asumido.

El mantenimiento se factura mensualmente y se empieza a aplicar una vez puesta en marcha la instalación, es decir, a partir de enero de 2021.

La diferencia entre ingresos y gastos genera el beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBIDA). Si a este resultado se le quita como gasto la depreciación de la inversión inicial, la cual se lleva a cabo linealmente durante los 15 años, surge el EBIT.

Se ha supuesto que el 100% de la inversión (con IVA) se realiza con endeudamiento bancario, por lo que se tendrá en cuenta como gasto los pagos de intereses del préstamo, con el que se obtiene el beneficio antes de impuestos (EBT).

Se ha supuesto un impuesto de sociedades del 25% sobre el beneficio para obtener el resultado final de la cuenta.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos durante los 15 años de análisis.

CUENTA RESULTADOS	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos	71.132,35	705.160,45	713.559,41	704.533,63	694.563,12	684.534,48
Ahorro Factura Energía	71.132,35	705.160,45	713.559,41	704.533,63	694.563,12	684.534,48
Gastos		75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95
Mantenimiento Instalación		75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95
EBITDA	71.132,35	629.270,50	637.669,46	628.643,68	618.673,17	608.644,53
Dotación Amortización		267.110,41	267.110,41	267.110,41	267.110,41	267.110,41
EBIT	71.132,35	362.160,09	370.559,05	361.533,27	351.562,76	341.534,12
Gastos Financieros	7.260,09	134.376,43	138.775,59	124.231,43	109.687,27	95.143,11
EBT	63.872,26	227.783,67	231.783,46	237.301,84	241.875,49	246.391,01
Impuesto Sociedades	15.968,06	56.945,92	57.945,86	59.325,46	60.468,87	61.597,75
Resultados	47.904,19	170.837,75	173.837,59	177.976,38	181.406,62	184.793,26

CUENTA RESULTADOS	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ingresos	672.616,37	660.582,00	646.658,16	632.618,06	616.688,49	600.642,67
Ahorro Factura Energía	672.616,37	660.582,00	646.658,16	632.618,06	616.688,49	600.642,67
Gastos	75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95
Mantenimiento Instalación	75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95
EBITDA	596.726,42	584.692,05	570.768,21	556.728,11	540.798,54	524.752,72
Dotación Amortización	267.110,41	267.110,41	267.110,41	267.110,41	267.110,41	267.110,41
EBIT	329.616,01	317.581,64	303.657,80	289.617,70	273.688,14	257.642,31
Gastos Financieros	80.598,94	66.054,78	51.510,62	36.966,46	22.422,30	7.878,14
EBT	249.017,06	251.526,86	252.147,18	252.651,24	251.265,84	249.764,18
Impuesto Sociedades	62.254,27	62.881,71	63.036,79	63.162,81	62.816,46	62.441,04
Resultados	186.762,80	188.645,14	189.110,38	189.488,43	188.449,38	187.323,13

CUENTA RESULTADOS	2032	2033	2034	2035
Ingresos	583.652,11	566.603,42	548.610,00	530.558,45
Ahorro Factura Energía	583.652,11	566.603,42	548.610,00	530.558,45
Gastos	75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95
Mantenimiento Instalación	75.889,95	75.889,95	75.889,95	75.889,95
EBITDA	507.762,16	490.713,47	472.720,05	454.668,50
Dotación Amortización	267.110,41	267.110,41	267.110,41	267.110,41
EBIT	240.651,75	223.603,07	205.609,64	187.558,09
Gastos Financieros	0,00	0,00	0,00	0,00
EBT	240.651,75	223.603,07	205.609,64	187.558,09
Impuesto Sociedades	60.162,94	55.900,77	51.402,41	46.889,52
Resultados	180.488,81	167.702,30	154.207,23	140.668,57

Tabla 46. Cuenta de resultados.

Desde el momento inicial del proyecto, todos los años, el resultado es positivo. La media anual se sitúa en los 175.000€. El resultado acumulado en los 15 años del análisis de la inversión es de 2.709.601,98€.

5.4 FLUJOS DE CAJA

Se tendrá en cuenta en el proyecto que no se generen flujos de caja negativos (que todos los pagos a realizar dispongan de suficiente liquidez para ser llevados a cabo).

Para ello tendremos en cuenta los siguientes supuestos adicionales:

Otros Supuestos	
Plazo Deuda Fin. (meses)	138
Carencia Amort. (meses)	18
Amortización mensual	Lineal
Coste Financiero	3,00%
Impuesto Sociedades	25%
Pago Inversiones (días)	60
Ahorro energía/Pago mantenimiento (días)	30

Tabla 47. Supuestos tomados para realizar los flujos de caja

Por el lado de la disponibilidad de liquidez (origen de fondos), en el proyecto:

- Se tiene en cuenta el ahorro de la factura eléctrica. En este caso se ha supuesto que el ahorro se genera en el mismo momento en el que el cliente paga la factura, por tanto, un mes después de la emisión de la misma, por lo que respecto a los importes de la Tabla 43 se ha tenido en cuenta que cada año se cobra el importe de los dos últimos meses del año anterior y no se cobran los dos últimos meses del año en vigor (un mes porque se factura 30 días después de que se produzca el consumo y otro porque se paga a 30 días de la fecha de emisión de factura).
- La disposición del préstamo se produce conforme se pagan las facturas (IVA incluido) de la inversión inicial, cuyo pago es a 60 días de la fecha de factura, por lo

que se comienza a disponer el préstamo en sep-20 y se termina la disposición en feb-2021. El importe del préstamo cubre el 100% de la inversión, incluido el IVA.

- Se ha supuesto que el 100% del IVA soportado lo devuelve Hacienda. Este impuesto se liquida un mes después de la emisión de las facturas recibidas (inversión y mantenimiento de la misma).

Por el lado del flujo de salida de dinero (aplicación de fondos) se ha considerado:

- El pago a los proveedores de la inversión, teniendo en cuenta que se realiza a 60 días. Se destaca que este importe coincide con el de la disposición del préstamo.
- El pago del mantenimiento de la instalación se hace a 30 días, lo que implica que el último pago del año se realiza en el ejercicio siguiente y por ello el flujo de salida del primer año (2021) es menor.
- Los gastos financieros (intereses del préstamo) se pagan mensualmente.
- El préstamo se ha planteado con 18 meses en los que no se amortiza capital (periodo de carencia), finalizado el cual se amortizará hasta el vencimiento de manera lineal y mensualmente. El préstamo tiene una duración de 138 meses.
- El impuesto de sociedades generado sobre el beneficio de la cuenta de resultados y se paga en junio del año siguiente al que ha sido generado.

La diferencia entre el origen y la aplicación de fondos lo determina el flujo de caja libre que se genera anualmente. Este flujo de caja se llevará a la cuenta de bancos del activo del balance.

Todos estos aspectos quedan reflejados en las tablas siguientes:

Origen y Aplicación de Fondos	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Origen	2.832.264,77	3.612.323,97	729.943,35	720.917,58	710.996,74	700.968,10
Ahorro Factura Energía	49.811,17	690.717,07	714.006,46	704.980,69	695.059,85	685.031,21
Disposición Préstamo	2.260.062,27	2.587.991,63				
IVA Soportado	522.391,33	333.615,27	15.936,89	15.936,89	15.936,89	15.936,89
Aplicación	2.267.322,36	2.822.510,72	772.353,74	758.809,52	745.644,96	732.244,21
Proveedores Inmovilizado	2.260.062,27	2.587.991,63				
Mantenimiento Instalación		84.174,60	91.826,84	91.826,84	91.826,84	91.826,84
Gastos Financieros	7.260,09	134.376,43	138.775,59	124.231,43	109.687,27	95.143,11
Amortización Préstamo			484.805,39	484.805,39	484.805,39	484.805,39
IS		15.968,06	56.945,92	57.945,86	59.325,46	60.468,87
Cash Flow Libre	564.942,40	789.813,25	-42.410,39	-37.891,95	-34.648,22	-31.276,11
Cash Flow Libre Acum	564.942,40	1.354.755,65	1.312.345,27	1.274.453,32	1.239.805,10	1.208.528,99

Origen y Aplicación de Fondos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Origen	689.149,33	677.114,96	663.290,47	649.250,37	633.420,15	617.374,33
Ahorro Factura Energía	673.212,44	661.178,07	647.353,58	633.313,48	617.483,26	601.437,44
Disposición Préstamo						
IVA Soportado	15.936,89	15.936,89	15.936,89	15.936,89	15.936,89	15.936,89
Aplicación	718.828,93	704.941,28	691.024,57	676.635,48	662.217,34	647.326,83
Proveedores Inmovilizado						
Mantenimiento Instalación	91.826,84	91.826,84	91.826,84	91.826,84	91.826,84	91.826,84
Gastos Financieros	80.598,94	66.054,78	51.510,62	36.966,46	22.422,30	7.878,14
Amortización Préstamo	484.805,39	484.805,39	484.805,39	484.805,39	484.805,39	484.805,39
IS	61.597,75	62.254,27	62.881,71	63.036,79	63.162,81	62.816,46
Cash Flow Libre	-29.679,60	-27.826,31	-27.734,10	-27.385,11	-28.797,19	-29.952,50
Cash Flow Libre Acum	1.178.849,39	1.151.023,08	1.123.288,98	1.095.903,87	1.067.106,68	1.037.154,19

Origen y Aplicación de Fondos	2032	2033	2034	2035
Origen	600.433,44	583.384,75	565.441,00	547.389,45
Ahorro Factura Energía	584.496,55	567.447,86	549.504,11	531.452,56
Disposición Préstamo				
IVA Soportado	15.936,89	15.936,89	15.936,89	15.936,89
Aplicación	154.267,88	151.989,78	147.727,61	143.229,25
Proveedores Inmovilizado				
Mantenimiento Instalación	91.826,84	91.826,84	91.826,84	91.826,84
Gastos Financieros	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortización Préstamo				
IS	62.441,04	60.162,94	55.900,77	51.402,41
Cash Flow Libre	446.165,56	431.394,98	417.713,40	404.160,20
Cash Flow Libre Acum	1.483.319,74	1.914.714,72	2.332.428,12	2.736.588,32

Tabla 48. Flujos de caja.

Al final del periodo del análisis de la inversión (15 años) se ha generado un flujo de caja acumulado de 2.736.588,32€

5.5 BALANCE

En las tablas siguientes se refleja el valor contable de la inversión. Para su construcción se tienen en cuenta todos los aspectos comentados anteriormente acerca de la inversión, financiación, cuenta de resultados y estado de flujos de caja:

Por el activo:

- La inversión (sin IVA) queda reflejada en la línea del inmovilizado material.
- La línea de amortización acumulada refleja la depreciación de la inversión (linealmente durante 15 años).
- La línea de bancos recoge el flujo de caja libre.
- La línea ahorro factura de energía refleja la factura emitida pendiente de cobro (se cobran a 30 días).
- La línea de IVA soportado refleja el IVA pendiente de devolución de Hacienda.

Por el lado del pasivo:

- La línea de resultados refleja el patrimonio acumulado por el negocio. Al no suponer aportación de capital en el proyecto (se financia el 100%) ni reparto del beneficio, el saldo de esta línea representa el valor contable del proyecto al acumular en ella el beneficio anual de la cuenta de resultados.
- La deuda bancaria refleja la financiación de la inversión. Esta línea decrece con la amortización reflejada en el estado de flujos de caja.
- La línea de proveedores de inmovilizado recoge las facturas pendientes de pago de la inversión (se pagan a 60 días).

- La línea de acreedores de servicio refleja las facturas pendientes de pago del servicio de mantenimiento (se pagan a 30 días).
- La línea del impuesto de sociedades hace referencia a la liquidación del impuesto sobre los beneficios reflejados en la cuenta de resultados pendiente de pago (se paga en junio del año siguiente).

BALANCE	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Activo	4.911.926,16	5.131.394,00	4.821.426,14	4.515.976,73	4.213.721,38	3.914.838,13
Inmovilizado Material	4.006.656,11	4.006.656,11	4.006.656,11	4.006.656,11	4.006.656,11	4.006.656,11
Amortización Acumulada	0,00	-267.110,41	-534.220,82	-801.331,22	-1.068.441,63	-1.335.552,04
Bancos	564.942,40	1.354.755,65	1.312.345,27	1.274.453,32	1.239.805,10	1.208.528,99
Ahorro Factura Energía	21.321,18	35.764,56	35.317,51	34.870,45	34.373,72	33.876,99
IVA Soportado	319.006,46	1.328,07	1.328,07	1.328,07	1.328,07	1.328,07
Pasivo	4.911.926,16	5.131.394,00	4.821.426,14	4.515.976,73	4.213.721,38	3.914.838,13
Resultados	47.904,19	218.741,94	392.579,54	570.555,92	751.962,54	936.755,80
Deuda Bancaria	2.260.062,27	4.848.053,90	4.363.248,51	3.878.443,12	3.393.637,73	2.908.832,34
Proveedores Inmovilizado	2.587.991,63					
Acreedores Prestación Serv.	0,00	7.652,24	7.652,24	7.652,24	7.652,24	7.652,24
Impuesto Sociedades	15.968,06	56.945,92	57.945,86	59.325,46	60.468,87	61.597,75

BALANCE	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Activo	3.617.452,05	3.321.919,25	3.026.379,32	2.731.188,38	2.434.486,02	2.136.628,35
Inmovilizado Material	4.006.656,11	4.006.656,11	4.006.656,11	4.006.656,11	4.006.656,11	4.006.656,11
Amortización Acumulada	-1.602.662,45	-1.869.772,85	-2.136.883,26	-2.403.993,67	-2.671.104,08	-2.938.214,48
Bancos	1.178.849,39	1.151.023,08	1.123.288,98	1.095.903,87	1.067.106,68	1.037.154,19
Ahorro Factura Energía	33.280,91	32.684,84	31.989,41	31.293,99	30.499,22	29.704,46
IVA Soportado	1.328,07	1.328,07	1.328,07	1.328,07	1.328,07	1.328,07
Pasivo	3.617.452,05	3.321.919,25	3.026.379,32	2.731.188,38	2.434.486,02	2.136.628,35
Resultados	1.123.518,59	1.312.163,74	1.501.274,12	1.690.762,55	1.879.211,93	2.066.535,07
Deuda Bancaria	2.424.026,95	1.939.221,56	1.454.416,17	969.610,78	484.805,39	0,00
Proveedores Inmovilizado						
Acreedores Prestación Serv.	7.652,24	7.652,24	7.652,24	7.652,24	7.652,24	7.652,24
Impuesto Sociedades	62.254,27	62.881,71	63.036,79	63.162,81	62.816,46	62.441,04

BALANCE	2032	2033	2034	2035
Activo	2.314.839,05	2.478.279,18	2.627.988,06	2.764.143,74
Inmovilizado Material	4.006.656,11	4.006.656,11	4.006.656,11	4.006.656,11
Amortización Acumulada	-3.205.324,89	-3.472.435,30	-3.739.545,71	-4.006.656,11
Bancos	1.483.319,74	1.914.714,72	2.332.428,12	2.736.588,32
Ahorro Factura Energía	28.860,01	28.015,57	27.121,46	26.227,35
IVA Soportado	1.328,07	1.328,07	1.328,07	1.328,07
Pasivo	2.314.839,05	2.478.279,18	2.627.988,06	2.764.143,74
Resultados	2.247.023,88	2.414.726,18	2.568.933,41	2.709.601,98
Deuda Bancaria	0,00	0,00	0,00	0,00
Proveedores Inmovilizado				
Acreedores Prestación Serv.	7.652,24	7.652,24	7.652,24	7.652,24
Impuesto Sociedades	60.162,94	55.900,77	51.402,41	46.889,52

Tabla 49. Balance.

En el año 2035 el patrimonio se sitúa en 2.709.601,98€.

5.6 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Desde el punto de vista de la rentabilidad del proyecto, para la toma de decisión en el momento inicial del mismo, se han realizado los siguientes análisis:

- VAN o Valor Actual Neto: se han descontado al momento inicial de la inversión (1 de julio 2020) los flujos de caja libres generados con la inversión.

Para ello se ha considerado una rentabilidad esperada por el capital (WACC) del 5%, representando el coste de oportunidad que representa para los accionistas aumentar el endeudamiento para acometer esta inversión en lugar de otras.

Para este cálculo se ha tenido en cuenta que los flujos de cada año se generan en mitad del año.

El VAN resultante es de 1.955.148,11€

- TIR o Tasa Interna de Rentabilidad: refleja la tasa a la que descontados los flujos generados por la inversión dan un VAN de cero.

Para posibilitar el cálculo de la TIR, debido al tipo de inversión planteada, en la que no se aporta capital por parte de los accionistas, no se ha tenido en cuenta la financiación y se ha supuesto que la inversión se paga por los accionistas (HP).

La TIR así obtenida es del 8,9%.

El periodo de maduración o Pay-Back de la inversión es de 9 años, esto es, en 9 años la inversión genera los flujos suficientes para devolver el importe de la inversión.

Se ha realizado otro análisis similar teniendo en cuenta los flujos derivados del pago de intereses de la deuda, lo que reduce el flujo de caja, haciendo que la TIR descienda hasta el 6,33%, alargando el periodo de maduración hasta los 11 años.

Análisis Rentabilidad	
Coste Promedio Capital - WACC	5,00%
Valor Actual Neto Flujo - VAN	1.955.148,11
Tasa Interna Rentabilidad - sin deuda	8,90%
Pay-Back (años) - sin deuda	9
Tasa Interna Rentabilidad - con deuda	6,33%
Pay-Back (años) - con deuda	11

Tabla 50. Resultados del análisis de rentabilidad.

Adicionalmente, como resumen, se han traducido dichos ahorros como promedio anual de los 15 años, para obtener el porcentaje de ahorro sobre los costes actuales soportados por HP.

Bajo el supuesto de que exista deuda bancaria, el ahorro medio durante los próximos 15 años se sitúa en torno al 9,10% de la factura actual presentada por el cliente.

El ahorro anual, es por término medio, es de unos 175.000 € anuales.

Esta cantidad supone un 29% de ahorro sobre la facturación de energía del periodo diurno.

Dado que la instalación cubre aproximadamente el 80% de la demanda diurna del cliente este ahorro puede resultar escaso, pero hay que tener en cuenta que aproximadamente el 60%

de la factura está destinada a pagar conceptos no relacionados con el consumo, los cuales no se reducen, y que tampoco la instalación reduce los costes del consumo nocturno del complejo, el cual no es escaso.

Por otro lado, este ahorro se ha obtenido bajo el supuesto de que existen unos intereses bancarios por el préstamo correspondiente con la inversión inicial.

Es necesario recalcar que los ahorros mostrados son puramente orientativos dado que se desconocen los precios unitarios ofrecidos por la comercializadora. Todo el estudio se ha realizado basándose en unos promedios obtenidos de la factura eléctrica, la cual se presentaba en un formato no oficial.

Queda reflejado que el proyecto genera beneficios, que al ser destinados 100% a autoconsumo se traduce en unos ahorros en la factura eléctrica de HP.

Se concluye que el proyecto es viable, tanto desde el punto de vista de su diseño técnico como de su planteamiento económico.

5.6.1 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD ADICIONAL

Se ha llevado a cabo un estudio paralelo en el que no se tenga en cuenta la compra e instalación de las marquesinas en la zona de aparcamiento, ya que no es un elemento propio de la instalación fotovoltaica y en relación al resto de elementos presupuestados tiene un coste elevado.

Si se excluye del gasto de inversión el coste de las marquesinas en las zonas de aparcamiento y de su colocación, la rentabilidad de la instalación crece considerablemente. No se renuncia a la instalación y producción de los paneles fotovoltaicos asociados a estas zonas, se considera que las marquesinas están instaladas previamente al proyecto, de tal forma que podemos establecer el impacto en la rentabilidad de este coste.

Concretamente, el análisis de rentabilidad para este caso particular sería el mostrado aquí:

Análisis Rentabilidad	
Coste Promedio Capital - WACC	5,00%
Valor Actual Neto Flujo - VAN	2.503.102,42
Tasa Interna Rentabilidad - sin deuda	13,59%
Pay-Back (años) - sin deuda	7
Tasa Interna Rentabilidad - con deuda	10,87%
Pay-Back (años) - con deuda	8

Tabla 51. Resultados del análisis de rentabilidad adicional.

Bajo este supuesto, el ahorro estimado del cliente en su factura aumenta a un 11,86% aproximadamente, suponiendo este porcentaje un ahorro promedio anual aproximado de 228.000 €.

Referido exclusivamente al consumo diurno, la instalación supondría un ahorro del 37,5%.

Este estudio adicional refleja mejor la productividad de la instalación fotovoltaica diseñada.

Capítulo 6. CONCLUSIONES

En este proyecto se ha pretendido realizar la instalación de paneles fotovoltaicos para el cliente HP en su sede de Sant Cugat del Valles, Barcelona diversos puntos de vista:

- Enfoque técnico. Se ha pretendido ingeniar un diseño de instalación fotovoltaica adecuado a las necesidades de la factura del cliente y al espacio disponible.
- Enfoque logístico. Se han intentado plasmar unas fases de construcción de la instalación para su pronta puesta en marcha, procurando buscar la eficiencia en lo referido a cómo llegan los materiales de construcción (inversión inicial) al emplazamiento del proyecto.
- Enfoque económico. Se ha llevado a cabo un exhaustivo estudio económico para comprobar la rentabilidad del proyecto y, por tanto, saber si su ejecución real tendría sentido.

Se puede concluir que el diseño mostrado presenta una alta rentabilidad, incluso con el coste adicional de incluir marquesinas en todo el área de aparcamiento del complejo, según el análisis realizado a 15 años.

El estudio de viabilidad económica se ha realizado a 15 años (tiempo de amortización del equipo), lo cual no implica que posteriormente no siga siendo productivo.

Tras los resultados obtenidos se puede entender que el negocio de la instalación de paneles fotovoltaicos para autoconsumo industrial sin excedentes es actualmente, con la legislación vigente, un negocio muy rentable.

Esta rentabilidad se ha obtenido para una planta que, por falta de espacio, no cubre todo el consumo diurno del cliente ni incluye un sistema de baterías, es decir, no se trata de un sistema aislado de red, pero los resultados obtenidos pueden implicar un aumento en la

rentabilidad de los sistemas aislados de red, los cuales no son objeto de estudio de este proyecto.

El autoconsumo fotovoltaico está en auge, y aunque requiera de una considerable inversión inicial, está claro que con el tiempo es rentable.

Las industrias podrían reducir considerablemente sus gastos eléctricos gracias a una inversión en energía fotovoltaica.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [4] Alonso Lorenzo, J. “Paneles Fotovoltaicos: Preguntas Frecuentes”, SunFields Europe. Enero 2020.
<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/paneles-fotovoltaicos-tipos-tamanos-potencias-y-preguntas-frecuentes/>.
- [5] Alonso Lorenzo, J. “Célula Solar Fotovoltaica: Estructura y Tipo de Aplicación”, SunFields Europe. Octubre 2019.
<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/celula-fotovoltaica-estructura-tipo-aplicacion/>.
- [6] Alonso Lorenzo, J. “Cómo dimensionar y calcular paneles solares fotovoltaicos necesarios”, SunFields Europe. Marzo 2019.
<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios/>.
- [7] REE, “Informe del Sistema Eléctrico Español 2019”. Junio 2020.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>.
- [8] REE, “Informe del Sistema Eléctrico Español 2018”. Marzo 2019.
<https://www.ree.es/es/publicaciones/informe-anual-2018>.
- [9] Alonso, J. “Cómo acogerse a la modalidad de autoconsumo con compensación por excedentes”, Cambio Energético. Enero 2020.
<https://www.cambioenergetico.com/blog/como-acogerse-a-la-modalidad-de-autoconsumo-con-compensacion-por-excedentes/>.
- [10] España, “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o ITC”, BOE. Junio 2020.
http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx.
- [11] España, “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”, BOE. Abril 2019.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089
- [12] Atlas Energía, “Guía de tarifas: 6.1 A, media tensión para grandes industrias”. Abril 2018.
<https://atlas-energia.com/blog/guia-tarifa-61a/#:~:text=La%20tarifa%20de%206.1%20A%20se,cuales%20superan%20los%20450%20kW.>

- [13] Instituto Catalán de Energía, “Atlas de radiación solar en Cataluña”, Edición 2000. Septiembre de 2001.
http://icaen.gencat.cat/web/.content/10_ICAEN/17_publicacions_informes/09_fons_documental/02_estudis_monografics/arxiu/monografic12.pdf
- [14] EU Science Hub, “Photovoltaic Geographical Information System”.
<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [15] Birt LH, “Montaje de las puestas a tierra”. Octubre 2017.
https://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/IEI/IEI05/es_IEA_IEI05_Contenidos/website_index.html
- [16] Urbano Mateos, M. “¿Cómo realizar un informe financiero?”, Economía finanzas. Mayo 2017.
<https://www.economiafinanzas.com/como-realizar-un-informe-financiero/>
- [17] ONU, “Objetivos de Desarrollo Sostenible”. Enero 2015.
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>

ANEXO I FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

PANEL SOLAR



A-xxxM GS (ES) (xxx = potencia)

Características eléctricas	A-360M GS	A-365M GS	A-370M GS	A-375M GS
Potencia Máxima (Pmax)	360 W	365 W	370 W	375 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	39.60 V	39.85 V	40.10 V	40.50 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	9.10 A	9.16 A	9.23 A	9.27 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	47.70 V	47.95 V	48.20 V	48.45 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	9.80 A	9.85 A	9.90 A	9.95 A
Eficiencia del Módulo (%)	18.55	18.81	19.07	19.33
Tolerancia de Potencia (W)			0/+5	
Máxima Serie de Fusibles (A)			15	
Máxima Tensión del Sistema (IEC)			DC 1000 V	
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)			45±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 media STC: ±3% (Pmp); ±1.0% (Isc, Voc, Imp, Vmp).
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 2%.

Especificaciones mecánicas

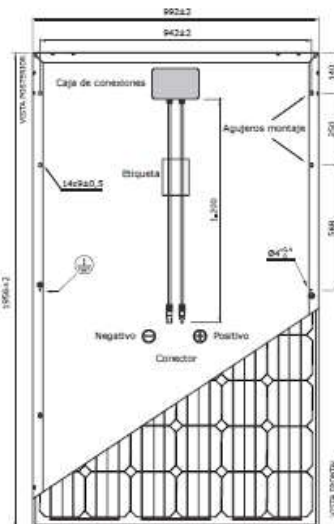
Dimensiones (± 2 mm.)	1956x992x40 mm.
Peso (± 5 %)	20.9 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	2400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado alta transmisión/bajo nivel hierro/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 pzas (6x12)/Monocristalina /156.75 x 156.75 mm
Marco (material/color)	Akación de aluminio anodizado /plata
Caja de conexiones (grado de protección)	IP67/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Conector	1.200 mm. /4 mm² /MC4 compatible/IP67

(*) Con capa anti-reflectante.

Vista genérica construcción módulo



NOTA: El dibujo no está a escala.

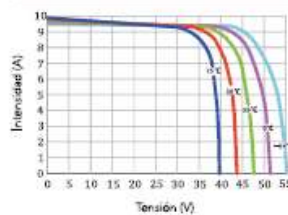
Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.08558% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.29506% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.38001% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

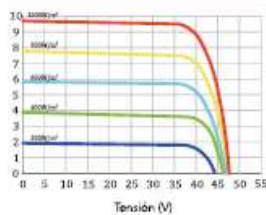
Embalaje

Módulos/palé	26 pzas
Palés/contenedor 40' HQ	24 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	624 pzas
Palés/contenedor 20'	9 palés
Módulos/contenedor 20'	234 pzas

Temperatura Varía (A-360M GS)



Irradiación Varía (A-360M GS)



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

INVERSOR

INGECON

SUN

3Play Serie TL

100TL

Diferentes versiones para elegir

Ingeteam ha creado dos versiones distintas para poder satisfacer todas las necesidades de sus clientes:

- Versión STD
- Versión PRO

Versiones disponibles

Versiones disponibles	Versión STD	Versión PRO
Bornas DC	✓	
Conectores fotovoltaicos ¹⁾		✓
Seccionador DC	✓	✓
Descargadores DC, tipo 2	✓	✓
Descargadores AC, tipo 2	✓	✓
Fusibles DC		✓ ²⁾
Kit de medida de corrientes		✓

Notas: ¹⁾ No necesita herramientas de crimpado. ²⁾ Fusibles de 1.500 V, sólo para el polo positivo.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Capacidad para soportar huecos de tensión.
- Capacidad para inyectar potencia reactiva.
- Compatible con Cloud Connect externo.
- Eficiencia máxima del 99,1%.
- Comunicaciones Ethernet y Wi-Fi de serie.
- Webserver integrado.
- Software de monitorización INGECON® SUN Monitor.
- Apto para instalaciones de interior y exterior (IP65).
- Alto rendimiento a altas temperaturas.
- Distintas versiones para ajustarse a todo tipo de proyectos.
- Compatible fuentes de alimentación nocturna.
- 4 entradas digitales y 2 salidas digitales.
- Apto para DRMD (para mercado australiano).

PROTECCIONES

- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-iso con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones AC con descargadores tipo 2.
- Sobretensiones DC con descargadores tipo 2.

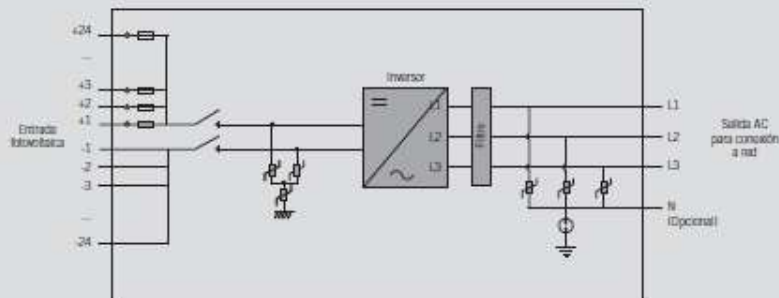
ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit de autoconsumo.
- Comunicación RS-485.
- Fusibles DC para el polo negativo.

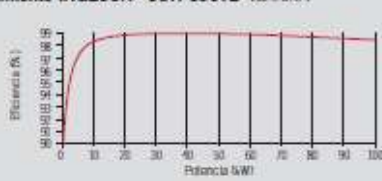

BENEFICIOS

- Mayor densidad de potencia.
- Mayor competitividad gracias a la reducción del gasto en cableado.
- Alta disponibilidad comparada con inversores centrales.
- Elevados índices de eficiencia.
- Fácil mantenimiento.

3Play TL versión PRO



Ingeteam

INGECON		SUN		3Play Serie TL		
100TL						
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo PV recomendado	56 - 80,2 kWp	91,1 - 130,5 kWp	96,2 - 137,8 kWp	101,2 - 145 kWp	106,3 - 152,3 kWp	111,3 - 159,5 kWp
Rango de tensión MPP*	513 - 850 V	513 - 850 V	541,5 - 850 V	570 - 850 V	598,5 - 850 V	627 - 850 V
Tensión máxima [†]	1.300 V					
Corriente máxima [†]	185 A					
Corriente de cortocircuito	240 A					
Entradas (STO / PRO)	1 / 24					
MPPT	1					
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal	55,3 kW	90 kW	95 kW	100 kW	105 kW	110 kW
Máx. temperatura a potencia nominal [†]	50 °C					
Corriente máxima	145 A					
Tensión nominal	220 V	380 V	380 V	400 V	400 V	440 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Tipo de red [†]	TT / TN					
Factor de potencia	1					
Factor de potencia ajustable [†]	SI: 0 - 1 (capacitivo / inductivo)					
THD [†]	<3%					
Rendimiento						
Eficiencia máxima	99,1%					
Euroeficiencia	98,5%					
Datos Generales						
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada					
Caudal de aire	570 m³/h					
Consumo en stand-by	20 W					
Consumo nocturno	1 W					
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 60 °C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%					
Grado de protección	IP65 / NEMA 4					
Interruptor diferencial	1.000 mA					
Altitud máxima [†]	3.000 m					
Conexión	AC: Máxima sección: 240 mm² tan cable Conexión DC (STO): Máxima sección: 300 mm² tan cable Conexión DC (PRO): 6 mm² (24 pares de conectores PV Stick) Permitido el cableado en cobre y aluminio, tanto en DC como en AC					
Marca	CE					
Normativa EMC y de seguridad	IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 62103, IEC 61000-3-12, EN 50178, FCC Part 15, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-14, IEC 60068-2-30, IEC 60068-2-68, IEC 60529					
Normativa de conexión a red	DIN V VDE V 0125-1-1, Arrêté du 23 avril 2008, EN 50438, EN 50439, EN 50549, CCI 0-21, CCI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, CSN 33, PD 12.3, AS4772, BDEW, EC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Srazilan Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, GEWA 7-0, Jordanian Grid Code, Thailand MEA & PEA requirements					
<p>Notas: [†] Vmax es para condiciones nominales (V_{gc}=1 p.u. y factor de potencia=1). Vmax es dependiente de la tensión de red (V_{gc}), de acuerdo con esta relación: Vmax=1,425*V_{gc}. [†] El inversor no entra en funcionamiento hasta que V_{gc}<1.000 V. [†] Si se han instalado los fusibles de DC para el polo negativo, la tensión máxima DC es de 1.000 V. [†] La corriente máxima por conector PV es 11 A para la versión PRO. [†] Por cada °C de aumento, la potencia de salida se reducirá un 2,3%. [†] Estas unidades deberán conectarse a una red trifásica en estrella con neutro aterrado. No pueden ser conectadas a redes IT. [†] Rango de ajuste extendido para puntos de trabajo nominales. [†] Para potencia y tensión AC nominales de acuerdo con la norma IEC 61000-3-4. [†] Por encima de 1.000 m, la temperatura máxima para entregar potencia nominal se reduce a razón de 0,5°C por cada 1.000 m adicionales.</p>						
				Rendimiento INGECON® SUN 100TL V _{gc} = 570 V 		
Dimensiones y peso (mm)						
				100TL STD 75 kg. 100TL PRO 78 kg.		

SISTEMA ANTIVERTIDO



Ingeteam

Gestor energético EMS Manager

La novedosa solución de gestión de la energía de Ingeteam, dirigida tanto al mercado doméstico como al comercial e industrial, permite aumentar el grado de autoconsumo de una instalación ajustando la producción energética y el consumo.



Max. control de energía



Gestión Inteligente



Facil instalación



Características principales

- **Gestor energético inteligente**

El INGECON[®] EMS Manager gestiona la generación energética desde fuentes renovables, basándose en los datos de producción obtenidos desde los convertidores de potencia y en el consumo total del sistema. Además, permite la conexión y desconexión de cargas controlables. Implementa estrategias de gestión de acuerdo a los distintos elementos que componen la instalación. Este sistema permite la planificación sobre cómo y cuándo consumir la potencia producida. Es un equipo pensado para optimizar energética y económicamente cualquier instalación eléctrica.

- **Gestión de los consumos**

La gestión de los consumos es el punto fundamental para poder lograr una gestión energética realmente eficaz. Gracias a las salidas libres de potencial, es posible determinar los momentos de conexión y desconexión de las distintas cargas acopladas al sistema. Así, es posible conectar calderas eléctricas, radiadores, bombas, vehículos eléctricos, etc.; ajustando en todo momento el consumo total de la instalación a la producción de las fuentes renovables.

- **Máximo control de la energía consumida**

El gestor energético de la instalación lleva un control exhaustivo de la cantidad de energía intercambiada con la red pública. Esta información es transferida en tiempo real al gestor INGECON[®] EMS Manager. Además, en el caso de una caída de red, el sistema puede operar en modo aislado si hay un sistema de almacenamiento acoplado a la instalación.

- **Múltiples instalaciones**

Hay distintos tipos de sistemas que pueden ser controlados por un INGECON[®] EMS Manager:

- | | |
|------------------------------------|-------------------------------|
| -FV (+ recarga VE opcional). | -(+ recarga VE opcional). |
| -Baterías (+ recarga VE opcional). | -Diésel + FV. |
| -FV + Baterías | -Diésel + FV + Red. |
| | -Múltiples generadores diésel |

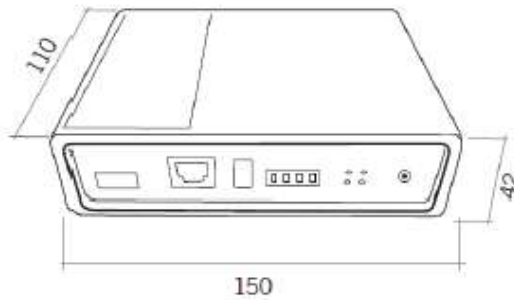
- **Garantía estándar de 3 años**

Características Técnicas

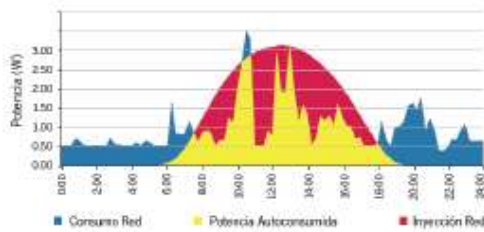
Ingecon EMS Manager	
Tensión de entrada	100-240 Vac
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Consumo de potencia	5-8 W
Conectividad	
Ethernet	1
RS-485	1
USB	1
Salidas libres de potencial	2 x (250 V, 10 A)
Interfaz de comunicación con otros equipos inversores de Ingeleam	RS-485, Ethernet
Sistemas de monitorización	Ethernet, GPRS
Power Meter	RS-485

Dimensiones y peso (mm)

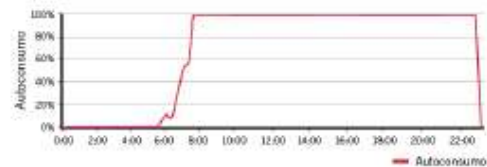
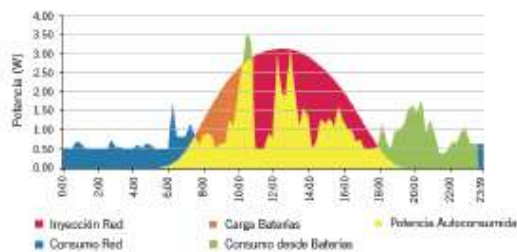
280 g.



Autoconsumo directo



Autoconsumo con baterías



ANALIZADOR DE RED



ANALIZADOR DE REDES UMG 512-PRO

Ref.: 422.144; 422.145



DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES

El analizador de redes de clase A (IEC 61000-4-30) UMG 512-PRO está destinado a la medición y cálculo de magnitudes eléctricas tales como tensión, corriente, potencia, energía, armónicos (hasta el 63º orden), etc. en instalaciones eléctricas.

Los resultados de la medición se pueden visualizar, almacenar, leer y procesar a través de interfaces.

Gracias a la memoria interna, el UMG 512-PRO también se puede utilizar como registrador de transitorios y de eventos (aumentos de tensión, caídas, interrupciones).

- 422.144 UMG 512-PRO (230 V AC)
- 422.145 UMG 512-PRO (24 V DC)

DATOS TÉCNICOS

Fuente de alimentación

Opción 230 V AC (422.144):

96 ... 240 V AC (40 ... 70 Hz)

Opción 24 V DC (422.145):

24 ... 160 V DC

Consumo de energía:

max. 9 W

Temperatura de funcionamiento:

-10 ... 55 °C

Grado de protección:

IP 40 (frontal), IP 20 (posterior), IP 64 (frontal con junta)

Montaje:

Integración en el panel frontal (dimensiones del recorte: 138 x 138 mm)

Dimensiones (A x A x P):

76 x 144 x 144 mm

Peso:

1.080 g

MEDICIÓN DE TENSIÓN

Medición de transformadores

Transformador de tensión, primario:

0 ... 1.000.000 V (Parametrización estándar: 400 V)

Transformador de tensión, secundario:

1 ... 999 V (Parametrización estándar: 400 V)

Medición directa

Sistema de 4 conductores (L-N/L-L):

max. 417 V / 720 V

Sistema de 3 conductores (L-L):

max. 600 V

Resolución, tensión:

0,01 V

Categoría de sobretensión:

600 V CAT III

Frecuencia de muestreo:

26,8 kHz

Frecuencia de la fundamental oscilación:

16 ... 440 Hz

Resolución, frecuencia:

0,001 Hz

MEDICIÓN DE CORRIENTE

Medición de transformadores

Transformador de corriente, primario:	0 ... 1.000.000 A (Parametrización estándar: 6 A)
Transformador de corriente, secundario:	1 ... 6 A (Parametrización estándar: 6 A)
Categoría de sobretensión:	300 V CAT III (Opción 230 V AC) / 300 V CAT II (Opción 24 V DC)
Frecuencia de muestreo:	25,6 kHz

INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN

Tensión:	± 0,1 %	(IEC 61567-12)
Corriente L:	± 0,1 %	(IEC 61567-12)
Corriente N:	± 0,1 %	(IEC 61567-12)
Potencia activa:	± 0,2 %	(IEC 61567-12)
Potencia reactiva:	± 1 %	(IEC 61567-12)
Armónicos U, I:	Clase 1	(IEC 61000-4-7)
Interarmónicos:	Clase 1	(IEC 61000-4-7)
Energía activa		
Transformador de corriente / 6 A:	Clase 0,2	(IEC 61567-12)
Transformador de corriente / 1 A:	Clase 0,6	(IEC 61567-12)
Energía reactiva		
Transformador de corriente / 6 A:	Clase 1	(IEC 61567-12)
Transformador de corriente / 1 A:	Clase 1	(IEC 61567-12)
Frecuencia:	± 0,01 Hz	(IEC 61000-4-30)
Flicker:	Clase A	(IEC 61000-4-30)
Aumentos de tensión, caídas:	Clase A	(IEC 61000-4-30)
Interrupciones de tensión:	Clase A	(IEC 61000-4-30)
Desequilibrio:	Clase A	(IEC 61000-4-30)


CALIDAD DE TENSIÓN

Armónicos V / A:	1º ... 83º orden
Interarmónicos:	Si
Relación de distorsión THD-U /-I:	Si
Desequilibrio:	Si
Flicker:	Si
Transitorios:	Si (≥ 39 µs)
Eventos:	Si (≥ 10 ms)
Memoria de datos de medición:	Si (266 MB)
Registrador de eventos:	Si (aumentos de tensión, caídas, interrupciones)
IEC 61000-4-30 Clase A:	Si


COMUNICADO

Interfaz (Protocolo):	Ethernet (Modbus TCP)
Interfaz (Protocolo):	RS486 (Modbus RTU)
Velocidad de transmisión:	9.600 Bit/s, 19.200 Bit/s, 38.400 Bit/s, 67.600 Bit/s, 115.200 Bit/s (Parametrización estándar), 921.600 Bit/s
Formato de los datos:	8N1
Dirección del dispositivo:	1 ... 266 (Parametrización estándar: 1)
Tiempo de actualización, mediciones:	200 ms

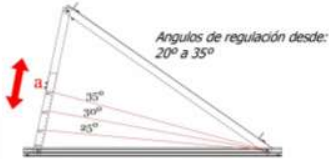
ESTRUCTURAS DE SOPORTE



**Ref. CVA915XL
REGULABLE**




**Ref. CVE915XL
REGULABLE**



Ángulos de regulación desde:
20° a 35°

**Soportes inclinados
Regulables**

- Instalación recomendada: suelo o cubierta plana
- Regulable desde 20° a 35°





PLAZO DE ENTREGA INMEDIATO

CVA915XL

Premontado



Triángulo plegado premontado



Triángulo abierto premontado.
Fijación al suelo a 90°.



Perfiles completamente mecanizados, embalados y listos para su montaje.

Cargas y Características técnicas:

Peso propio paneles	121 N/m ²
Sobrecarga de uso	No está prevista ni para mantenimiento
Viento	España 29 m/s Eurocódigo 1 Portugal 27 m/s Eurocódigo 1
Periodo retorno	10 años
Altura máxima	España 5 m. / Portugal 8 m.
Categoría del terreno	III. Áreas con recubrimiento regular de vegetación o edificios u obstáculos aislados con separación máxima de 20 veces la altura del obstáculo (por ejemplo, pueblos, terreno suburbano, bosques)
Carga de nieve	Válido para España y Portugal para zona III. 200 N/m ²

MATERIALES

Perfilería de aluminio	EN AW 6005A T6.
Tornillería	Tornillería acero inoxidable A2-70

Cláusulas:

- (1) El montador de una instalación fotovoltaica debe garantizar antes del montaje que la cubierta soporta las cargas transmitidas, para su correcta instalación.
- (2) Se deberán respetar todas las recomendaciones indicadas en los planos de montaje.
- (3) Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.
- (4) Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.
- (5) Se deberá seguir el plan de mantenimiento que proporciona Sunfer.
- (6) Documentos relacionados:
 - Plano de montaje.
 - Manual de montaje.
 - Reacciones y anclajes.
 - Certificado de garantía.
- (7) Nos reservamos el derecho a realizar modificaciones en el producto en cualquier momento sin aviso previo si desde nuestro punto de vista son necesarias para la mejora de la calidad. Las ilustraciones pueden ser sólo ejemplos y, por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto suministrado.

CARACTERÍSTICAS DEL PRESOR:

- Válido para módulos de 33 hasta 50 mm. de espesor.
- Fácil montaje.



Presor central



Presor lateral

Válido para:

- Cubierta plana de hormigón.
- Subestructura.
- Suelo.

Disponibilidad de tuercas antirrobo.
Opción de aluminio acabado en crudo y anodizado.
Material 100% reciclable.
Cómoda instalación.
Garantía: Hasta 25 años*

*Ver condiciones especiales de garantía.

FICHA TÉCNICA



SUNFER
ENERGY
STRUCTURES

TODO PREMONTADO

El presente plano es propiedad de Sunfer Estructuras S.L. queda terminantemente prohibida la cesión, reproducción total o parcial del mismo sin la autorización previa.

INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO



Solicita información


 91 366 00 63


Revalco



Interruptores en caja moldeada RV20

- Polos: 3 y 4
- Intensidad nominal: 32A~250A
- Umbral térmico regulable $I_r = 0,8...1 I_n$
- Normativa internacional IEC60947-2
- Rango de trabajo: hasta 690V AC / 50~60Hz
- Protección del neutro idéntica al resto de fases
- Instalación: vertical y horizontal
- Regulación térmica hasta 100A y magnética y térmica de 125 a 250A

Nº de polos	3	Poder de corte (KA)	Regulación (A)	Intensidad (A)	Dimensiones (mm)			Referencia	P.V.P.
					Alto	Ancho	Fondo		
	36	36	25-32	32	140	105	105	RV20T100N323	275,90 €
			32-40	40				RV20T100N403	275,90 €
			40-50	50				RV20T100N503	275,90 €
			50-63	63				RV20T100N633	275,90 €
			64-80	80				RV20T100N803	275,90 €
			80-100	100				RV20T100N1003	294,60 €
			100-125	125				RV20MT160N1253	294,60 €
			128-160	160				RV20MT160N1603	294,60 €
			144-180	180				RV20MT250N1803	583,20 €
			160-200	200				RV20MT250N2003	682,10 €
			180-225	225				RV20MT250N2253	682,10 €
200-250	250	RV20MT250N2503	682,10 €						

Nº de polos	4	Poder de corte (KA)	Regulación (A)	Intensidad (A)	Dimensiones (mm)			Referencia	P.V.P.
					Alto	Ancho	Fondo		
	36	36	25-32	32	140	140	105	RV20T100N324	381,00 €
			32-40	40				RV20T100N404	381,00 €
			40-50	50				RV20T100N504	381,00 €
			50-63	63				RV20T100N634	381,00 €
			64-80	80				RV20T100N804	381,00 €
			80-100	100				RV20T100N1004	407,30 €
			100-125	125				RV20MT160N1254	407,30 €
			128-160	160				RV20MT160N1604	407,30 €
			144-180	180				RV20MT250N1804	833,70 €
			160-200	200				RV20MT250N2004	833,70 €
			180-225	225				RV20MT250N2254	833,70 €
200-250	250	RV20MT250N2504	833,70 €						

72

TUBOS DE CANALIZACIÓN SUPERFICIAL



Blindado gris enchufable, roscado y abocardado

Clas **4321**

Resistencia a la compresión 1250N

Resistencia al impacto 2J

Temperatura máxima +60C°

Temperatura mínima -5C°

Precios en euros para 100 metros

Nominal	Ref. enchufable	Ref. roscado	Ref. abocardado	Mts. Fardo	Mts. Palet	R3	R4	R5	R6	R7
16	T20816G6	T20416G6	T20216G6	57	2.565	91 €	98 €	105 €	113 €	122 €
20	T20820G6	T20420G6	T20220G6	57	3.420	122 €	131 €	141 €	152 €	163 €
25	T20825G6	T20425G6	T20225G6	57	2.052	165 €	177 €	191 €	205 €	220 €
32	T20832G6	T20432G6	T20232G6	30	1.350	232 €	249 €	268 €	288 €	310 €
40	T20840G6	T20440G6	T20240G6	30	840	346 €	372 €	400 €	430 €	462 €
50	T20850G6	T20450G6	T20250G6	15	600	475 €	511 €	549 €	590 €	634 €
63	T20863G6	T20463G6	T20263G6	15	360	639 €	687 €	738 €	794 €	853 €

TUBOS DE CANALIZACIÓN ENTERRADA



Doble pared Rollos LIGERO

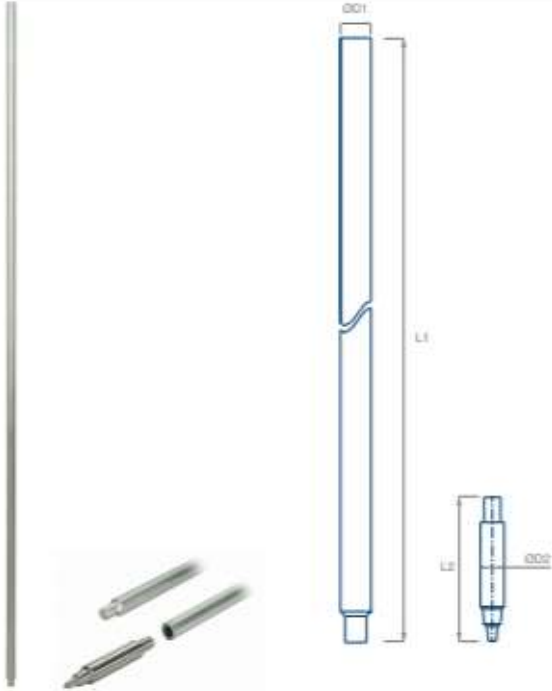
Resistencia a la compresión 250N

Temperatura mínima -5C°

Precios en euros para 100 metros

Nominal	Ref. ●	Ref. ●	Mts. Rollo	R3	R4	R5	R6	R7
40	T21240R2	T21240V2	50	164 €	176 €	190 €	205 €	222 €
50	T21250R2	T21250V2	50	206 €	221 €	239 €	258 €	278 €
63	T21263R2	T21263V2	50	237 €	255 €	275 €	297 €	322 €
90	T21290R2	T21290V2	50	349 €	375 €	405 €	437 €	473 €
110	T21211R2	T21211V2	50	431 €	463 €	500 €	540 €	584 €
125	T21212R2	--	50	533 €	573 €	619 €	668 €	722 €
160	T21216R2	--	50	718 €	771 €	833 €	899 €	972 €

PICA DE PUESTA A TIERRA



INGESCO®
LIGHTNING SOLUTIONS

» **ELECTRODOS DE TOMA DE TIERRA: PICAS EMPALMABLES**

Electrodo de pica empalmable de acero galvanizado en caliente para la construcción de sistemas de puesta a tierra.

» **aplicaciones**

Electrodo de tierra válido para cualquier tipo de puesta a tierra (pararrayos, vivienda, antenas, maquinaria, instrumentación, etc...).

» **características y beneficios**

- Su morfología permite empalmar varios electrodos, creando electrodos de gran longitud.
- Fácil conexión entre electrodos.
- Fácil instalación y clavado gracias a la punta perforadora.
- Mayor aprovechamiento del espacio interior de la arqueta.

» **instalación**

Insertar la punta perforadora en el extremo con terminal hundido de la primera pica con la ayuda de un martillo.

Clavar la pica en el suelo utilizando mediante herramientas adecuadas.

Una vez introducida la primera pica, empalmar la siguiente pica conectando la parte inferior de la segunda pica, con la parte superior de la pica ya clavada. Esta operación se repetirá con las picas consecutivas que quieran empalmarse.

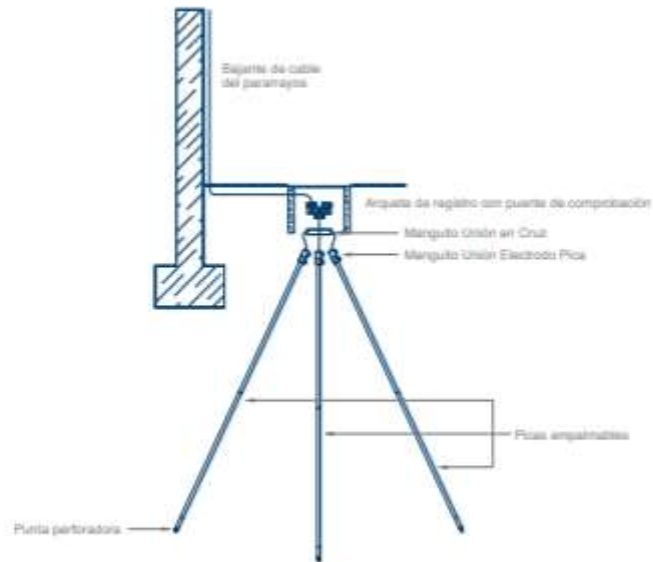
Una vez se ha instalado todas las picas, y se ha obtenido un electrodo de la longitud deseada, colocar un manguito de conexión en el extremo visible del electrodo, que permitirá el conexionado del cable.

Para mejorar la conductividad del terreno puede añadirse compuestos mejoradores, como QUIBACSOL, en líquido o en polvo.

Instalar un sistema de registro que permita realizar futuras revisiones (arqueta de registro) con un sistema que permita el conexionado y la desconexión de las picas de tierra.

ingesco.com

► esquema de montaje



► normativas y ensayos

IEC 62305 - N-FC 17.102:2011 - UNE 21186:2011 - REBT - IEC 62561/2

► especificaciones técnicas

Descripción	Ref.	Mat.	L1 (mm)	D1 (mm)	L2 (mm)	D2 (mm)	Peso (g)
Pica empalmable ac. Zn l:1500mm Ø18 mm	252025	Ac. Zn	1500	18	-	-	3190
Punta perforadora	252026	Ac.	-	-	110	18	160



DENA DESARROLLOS SL
Duero 5 | 08023 Terrassa | Barcelona | Spain
T 937 360 305 | T (+34) 937 360 314
F 937 360 313
central@ingesco.com

ELECTRODOS DE TOMA DE TIERRA: PICAS EMPALMABLES

ingesco.com

ANEXO II OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) constituyen un llamamiento universal a la acción para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y mejorar las vidas y las perspectivas de las personas en todo el mundo. En 2015, todos los Estados Miembros de las Naciones Unidas aprobaron 17 Objetivos como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, en la cual se establece un plan para alcanzar los Objetivos en 15 años.

La siguiente imagen ilustra los 17 ODS, los cuales se encuentran agrupados en tres grandes bloques: medioambiental, social y económico.



Figura 41. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: ONU.

De todos los objetivos fijados para 2030, el proyecto realizado contribuye principalmente a alcanzar los siguientes objetivos:

- Objetivo 7. Energía asequible y no contaminante.

La fotovoltaica es una tecnología limpia, es decir, obtiene energía de forma gratuita de la naturaleza sin la necesidad de realizar ningún tipo de combustión, por lo que no es contaminante. Su fuente de alimentación es el Sol y para gozar de esta fuente de energía sin coste alguno solo es necesario realizar una inversión en el equipo adecuado.

El proyecto realizado contribuye al aumento de la generación de energía renovable.

- Objetivo 11. Ciudades y comunidades sostenibles.

La instalación diseñada en Barcelona hace de la ciudad una comunidad sostenible al tratarse el cliente de una empresa multinacional que tiene en el complejo catalán su planta de producción de impresoras 3D, lo cual es un bien valioso para la comunidad. El hecho de que el gigante HP apueste en Barcelona por las fuentes de energía renovable, de forma indirecta hace de Barcelona una ciudad más sostenible.

De todas las tecnologías renovables, la fotovoltaica es la más fácil de instalar en las ciudades.

- Objetivo 13. Acción por el clima.

El calentamiento global es un problema real orquestado por las tradicionales formas de obtener energía, que expulsan gases a la atmósfera. Ante los futuros peligros, la mayoría de los países intentan invertir en implantar energías renovables en su territorio.

La instalación de placas fotovoltaicas ayuda a reducir los consumos de energías procedentes de fuentes fósiles y con ello, a frenar el calentamiento global.

Como se puede ver, la instalación de paneles solares para autoconsumo es beneficioso para la sociedad ya que aporta beneficios económicos y medioambientales.

Se trata de una tecnología totalmente limpia que está empezando a despegar y que cada vez está más presente en la construcción moderna de las ciudades, ya sea en una señal de tráfico luminosa, en una farola, en un barco o en un edificio.