



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Estudio de viabilidad técnica y económica de una
instalación fotovoltaica de 32,4 kW de potencia para cubrir
el consumo anual de una Cooperativa de Enseñanza
situada en la localidad de La Unión.

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Navas Bernal, Iván

Tutor/a: Palomo Anaya, M^a Josefa

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

AGRADECIMIENTOS

Agradecer en primer lugar a mi tutora María Josefa Palomo Anaya por su ayuda a la hora de hacerme entender como trabajar en un proyecto de esta magnitud ayudándome con mis dudas y sobre todo por su paciencia.

Agradecer también a la dirección de la Cooperativa de Enseñanza por facilitarme toda la información necesaria para poder realizar este Trabajo Fin de Grado.

Finalmente agradecer sobre todo a mis padres por su apoyo y confianza incondicionales desde el primer momento, pues sin ellos todo este camino habría sido mucho más complicado.

RESUMEN

El objetivo de este Trabajo Fin de Grado es estudiar la viabilidad tanto técnica como económica de una instalación solar fotovoltaica de 32,4 kW de potencia en la Cooperativa de Enseñanza Sabina Mora, un colegio situado en La Unión en el sureste de la Región de Murcia.

El colegio cuenta con un terreno inutilizado de más de 500 m^2 que hace que sea muy interesante la opción de colocar una instalación solar fotovoltaica para cubrir consumos y, además, obtener beneficios económicos. También se tiene en cuenta la buena localización del colegio, ya que la Región de Murcia es una de las comunidades autónomas con mayor número de horas de sol anuales.

En primer lugar, con los datos que nos facilita el colegio se hace un estudio del consumo que será necesario cubrir y posteriormente se realiza el diseño de la instalación que se adapta mejor a ese consumo y al espacio del que se dispone:

- Se calcula la radiación solar en la localidad y la potencia de la instalación.
- Se estudia qué placas solares y componentes eléctricos componen la instalación.

Finalmente, tras los cálculos necesarios para diseñar la instalación fotovoltaica conectada a red se realiza el presupuesto técnico y un estudio de viabilidad económica.

Palabras clave: energías renovables, energía solar fotovoltaica, sostenibilidad, instalación solar fotovoltaica, consumo de energía, excedente de energía, autoconsumo.

RESUM

L'objectiu d'aquest Treball de Fi de Grau és estudiar la viabilitat tant tècnica com econòmica d'una instal·lació solar fotovoltaica de 32,4 kW de potència en la Cooperativa d'Ensenyament Sabina Mora, un col·legi situat en La Unión en el sud-est de la Regió de Múrcia.

El col·legi compta amb un terreny inutilitzat de més de 500 m^2 que fa que siga molt interessant l'opció de col·locar una instal·lació solar fotovoltaica per a cobrir consums i, a més, obtenir beneficis econòmics. També es té en compte la bona localització del col·legi, ja que la Regió de Múrcia és una de les comunitats autònomes amb major nombre d'hores de sol anuals.

En primer lloc, amb les dades que ens facilita el col·legi es fa un estudi del consum que serà necessari cobrir i posteriorment es realitza el disseny de la instal·lació que s'adapta millor al consum i a l'espai del qual es disposa:

- Es calcula la radiació solar en la localitat i la potència de la instal·lació.
- S'estudia quines plaques solars i components elèctrics componen la instal·lació.

Finalment, després dels càlculs necessaris per a dissenyar la instal·lació fotovoltaica connectada a xarxa es realitza el pressupost tècnic i un estudi de viabilitat econòmica.

Paraules clau: energies renovables, energia solar fotovoltaica, sostenibilitat, instal·lació solar fotovoltaica, consum d'energia, excedent d'energia, autoconsum.

ABSTRACT

The aim of this Final Degree Project is to study the technical and economic feasibility of a solar photovoltaic installation of 32,4 kW of power in the Cooperativa de Enseñanza Sabina Mora, a school located in La Unión in the southeast of the Region of Murcia.

The school has more than 500 m^2 of unused land, which makes very interesting the option of installing a solar photovoltaic installation to cover consumption and, in addition, to obtain economic benefits. The good location of the school is also taken into account, as the Region of Murcia is one of the autonomous communities with the highest number of hours of sunshine per year.

Firstly, with the data provided by the school, it is carried out a study of the consumption that will be needed to cover and then the design of the installation that is best suited to this consumption and the space available:

- We calculate the solar radiation in the locality and the power of the installation.
- The solar panels and electrical components that make up the installation are studied.

Finally, after the necessary calculations to design the grid-connected photovoltaic installation, a technical budget and an economic viability study are carried out.

Keywords: renewable energies, photovoltaic solar energy, sustainability, photovoltaic solar installation, energy consumption, energy surplus, self-consumption.

ÍNDICE

MEMORIA

1	Objetivo del Trabajo Fin de Grado	1
2	Introducción	3
2.1	Motivación	3
2.2	Alcance del Trabajo Fin de Grado	3
3	Problema energético	5
3.1	Situación energética internacional	7
3.2	Situación internacional de las energías renovables.....	8
4	Desarrollo Sostenible	11
4.1	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	11
4.2	Acuerdo de París	12
4.3	Pacto Verde Europeo	13
5	Energía solar fotovoltaica.....	15
5.1	Origen de la energía solar fotovoltaica.....	15
5.2	Energía solar fotovoltaica en España.....	16
5.3	Energía solar fotovoltaica en la Región de Murcia	18
5.4	Tipos de instalaciones fotovoltaicas	19
6	Estudio de la Cooperativa	21
6.1	Características del colegio	21
6.2	Estudio de la demanda eléctrica.....	22
6.2.1	Coste eléctrico anual	23
6.2.2	Consumo eléctrico en horario extraescolar	24
7	Selección del modelo de autoconsumo según RD 244/2019.....	27
7.1	Real Decreto 244/2019	27
7.2	Modalidad de autoconsumo elegida según RD 244/2019	28
7.3	Tramitación para el Autoconsumo con excedentes sin compensación según RD 244/2019.....	28
7.4	Alcance de la instalación fotovoltaica	29
8	Criterios de diseño de la instalación fotovoltaica	31
8.1	Análisis de la superficie útil	31
8.2	Análisis del Recurso Solar	31
8.3	Cálculo de la irradiación solar con PVGIS	32
8.4	Orientación óptima.....	33
8.5	Elección de las placas fotovoltaicas	34
8.6	Elección de la estructura soporte de las placas fotovoltaicas	35

9	Estudio del diseño de la instalación fotovoltaica	37
9.1	Cálculo del número de placas fotovoltaicas necesarias	37
9.2	Cálculo de la separación entre filas de placas	39
9.3	Cálculo y distribución del número de strings	40
9.4	Cálculo y elección de los concentradores lineales de primer nivel	42
9.5	Cálculo y elección del inversor.....	42
10	Cálculo de la instalación eléctrica	49
10.1	Dimensionado del cableado	49
10.1.1	Material conductor.....	49
10.1.2	Aislante para el conductor	50
10.1.3	Tipo de conductor	50
10.2	Criterios de cálculo	51
10.2.1	Criterio Térmico.....	52
10.2.2	Criterio Caída de Tensión	53
10.3	Protecciones	54
10.4	Puesta a tierra.....	55
11	Presupuesto técnico.....	59
12	Estudio de viabilidad económica.....	61
12.1	Consideraciones previas	61
12.1.1	Mantenimiento de las placas fotovoltaicas	61
12.1.2	Precio de compra y de venta de la electricidad	61
12.1.3	Programa de subvenciones	63
12.2	Viabilidad económica.....	64
12.3	Cálculo del Valor Neto Actual (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR).....	67
13	Conclusiones.....	71
14	Bibliografía	75

PRESUPUESTO TÉCNICO

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

PLANOS

ANEXOS

ANEXO A: ESTUDIO DE CONSUMOS Y GASTOS ENERGÉTICOS DEL COLEGIO

ANEXO B: CÁLCULOS PARA EL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

ANEXO C: CÁLCULOS PARA EL DISEÑO DEL CABLEADO

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1. Índice de Desarrollo Humano. Fuente: Asignatura Introducción a las Energías Renovables	5
Figura 2. Comparación precio del gas en España entre 2021 y 2022. Fuente: Epdata y MIBGAS.	6
Figura 3. Precio medio final anual de la electricidad en España 2010-2022. Fuente: Statista. .	7
Figura 4. Generación de energía por fuente 1990-2019. Fuente: IEA	8
Figura 5. Suministro de energía primaria Renovable vs No renovable 2018 vs 2050. Fuente: IRENA.....	9
Figura 6. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Naciones Unidas.....	11
Figura 7. Medidas del Pacto Verde Europeo. Fuente: Comisión Europea.	13
Figura 8. Vanguard Satellite, 1958. Primer satélite con placas fotovoltaicas. Fuente: NASA..	15
Figura 9. Potencia eléctrica instalada por fuente en España. Fuente: REE.....	16
Figura 10. Energía solar fotovoltaica generada en España 1990-2020. Fuente: IEA.	17
Figura 11. Energía solar fotovoltaica generada en España 2010-2021. Fuente: Statista.	17
Figura 12. Radiación global horizontal y horas de sol anuales. Fuente: Energía Solar Térmica, IDAE 2006.....	18
Figura 13. Instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica. Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10. Plantas fotovoltaicas.....	19
Figura 14. Instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica. Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10. Plantas fotovoltaicas.	20
Figura 15. Superficie del colegio. Fuente: Google Maps.....	21
Figura 16. Localización cuadro de conexión a Red. Fuente: Google Maps y propia.....	22
Figura 17. Consumo anual vs consumo diurno en el colegio. Fuente: propia.	23
Figura 18. Coste de las facturas de la luz del colegio en 2021. Fuente: Propia.	24
Figura 19. Consumo anual vs consumo diurno anual en el colegio. Fuente: Propia.	24
Figura 20. Esquema elección modelo de Autoconsumo según RD 244/2019. Fuente: propia.	28
Figura 21. Superficie disponible para la instalación fotovoltaica. Fuente: Google Maps.....	31
Figura 22. Irradiación solar mensual en kWh/m ² . Fuente: PVGIS.	33
Figura 23. Soportes de hormigón para placas fotovoltaicas. Fuente: SolarBloc.....	36
Figura 24. Esquema distancia mínima de separación entre módulos. Fuente: IDAE.....	39
Figura 25. Esquema de la distribución final de la instalación FV. Fuente: propia.	45
Figura 26. Detalle del Plano 3 de la distribución de los módulos fotovoltaicos. Fuente: AutoCad y propia.	46
Figura 27. Consumos colegio vs energía generada por la instalación FV. Fuente: propia.....	47
Figura 28. Localización inversor Opción A vs Opción B. Fuente: Google Maps y propia.	49
Figura 29. Esquema tramos de cableado de la instalación FV. Fuente: propia.	51

Figura 30. Detalle del Plano 6 Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica. Fuente: propia.
..... 55

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1.	Valores óptimos de la instalación fotovoltaica. Fuente: PVGIS y propia.	32
Tabla 2.	Listado de Tier 1, diciembre 2021. Fuente: SunFields y propia.	34
Tabla 3.	Opciones de módulos fotovoltaicos a elegir. Fuente: propia.	35
Tabla 4.	Energía generada por cada módulo fotovoltaico. Fuente: propia.	38
Tabla 5.	Número de módulos necesarios para la instalación. Fuente: propia.	38
Tabla 6.	Potencia final de la instalación. Fuente: propia.	39
Tabla 7.	Resumen cálculos de separación entre filas de placas FV. Fuente: propia.	40
Tabla 8.	Valores de tensión y corriente para 12 módulos en serie. Fuente: propia.	41
Tabla 9.	Valores de tensión y corriente para 3 líneas de strings en paralelo. Fuente: propia.	41
Tabla 10.	Valores de tensión y corriente para 6 líneas de strings en 2 bloques en paralelo. Fuente: propia.	42
Tabla 11.	Datos de entrada y salida del INVERSOR. Fuente: propia.	44
Tabla 12.	Resumen cálculos eléctricos finales. Fuente: propia.	54
Tabla 13.	Valores orientativos de la resistividad media de distintos tipos de terrenos. Fuente: Libro Tecnología eléctrica.	56
Tabla 14.	Secciones mínimas de los conductores de protección, en función de las secciones de los conductores de fase del circuito protegido. Fuente: Libro Tecnología Eléctrica.	57
Tabla 15.	Secciones mínimas convencionales para los conductores de tierra. Fuente: Libro Tecnología Eléctrica.	58
Tabla 16.	Presupuesto final. Fuente: Cype y propia.	59
Tabla 17.	Importe anual del mantenimiento de la instalación fotovoltaica. Fuente: propia.	61
Tabla 18.	Importe anual de la limpieza de los módulos fotovoltaicos. Fuente: propia.	61
Tabla 19.	Precio medio de venta de la electricidad. Fuente: OMIE y propia.	62
Tabla 20.	Precio medio de compra de la electricidad en periodo valle. Fuente: propia.	62
Tabla 21.	Precio medio de compra de la electricidad durante las horas de luz solar. Fuente: propia.	63
Tabla 22.	Beneficio económico tras venta de excedente FV. Fuente: propia.	63
Tabla 23.	Gastos anuales de la instalación. Fuente: propia.	65
Tabla 24.	Ingresos totales anuales. Fuente: propia.	66
Tabla 25.	Ahorro anual sin subvención vs con subvención. Fuente: propia.	67
Tabla 26.	Balance entre ahorros y gastos del proyecto sin subvención. Fuente: propia.	68
Tabla 27.	Balance entre ahorros y gastos del proyecto con subvención. Fuente: propia.	69
Tabla 28.	Resumen datos obtenidos con viabilidad económica. Fuente: propia.	69

Memoria

1 Objetivo del Trabajo Fin de Grado

El objeto de este Trabajo Fin de Grado es estudiar la viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en una Cooperativa de Enseñanza para así poder cubrir los consumos que tiene anualmente y, además, generar el mayor beneficio económico posible gracias a la venta de excedentes.

El colegio se encuentra situado en La Unión, una ciudad de la Región de Murcia, por lo que se estudian las características del colegio y los criterios de diseño de la instalación fotovoltaica que mejor se adaptan a esta localización, la cual es excelente para el autoconsumo como se verá posteriormente.

Con el objeto de generar la mayor cantidad de beneficio económico posible gracias a la venta de excedentes, se sobredimensiona la instalación fotovoltaica para generar una mayor cantidad de energía y obtener así un mayor número de excedentes para poder verterlos a la red. Una vez estudiado el diseño la instalación fotovoltaica y sus respectivos cálculos eléctricos necesarios se realiza el presupuesto técnico y, a partir de ahí, se estudia la viabilidad económica de todo el Proyecto.

2 Introducción

2.1 Motivación

Se realiza este Trabajo Fin de Grado con la finalidad de ayudar al entorno familiar del autor que pertenece a la Cooperativa para conseguir beneficios económicos anualmente gracias a la venta de los excedentes que se puedan generar mediante una instalación fotovoltaica. Además, se quiere intentar reducir las facturas eléctricas a las que tiene que hacer frente el colegio debido al gran aumento que ha tenido el precio de la electricidad en los últimos meses.

De esta manera, tanto el colegio como el autor se quieren comprometer con el medio ambiente y mantenerse en la búsqueda de la Sostenibilidad en la mayor medida posible.

Se debe tener consciencia del problema energético que existe actualmente en la sociedad y apostar por las energías renovables es una de las principales soluciones a este problema.

2.2 Alcance del Trabajo Fin de Grado

En este Trabajo Fin de Grado se realiza primero un estudio técnico de una instalación fotovoltaica mediante una serie de criterios de diseño y unos criterios de cálculo eléctricos y posteriormente se realiza un estudio de viabilidad económica de la misma.

Se trata de estudiar los consumos anuales del colegio para así poder dimensionar la instalación fotovoltaica en base a una demanda objetivo. Como se pretende obtener el mayor beneficio económico posible, se pretende sobredimensionar la instalación estudiando cuáles son los criterios de diseño que optimizan la instalación fotovoltaica y se ajustan mejor a las necesidades del colegio.

Tras estudiar el diseño de la instalación fotovoltaica se realizan los cálculos eléctricos necesarios para la instalación. He de destacar que el alcance de este Trabajo Fin de Grado respecto a los cálculos eléctricos es hasta la salida en corriente alterna del inversor, no se realizan los cálculos de adecuación de conexionado al cuadro eléctrico.

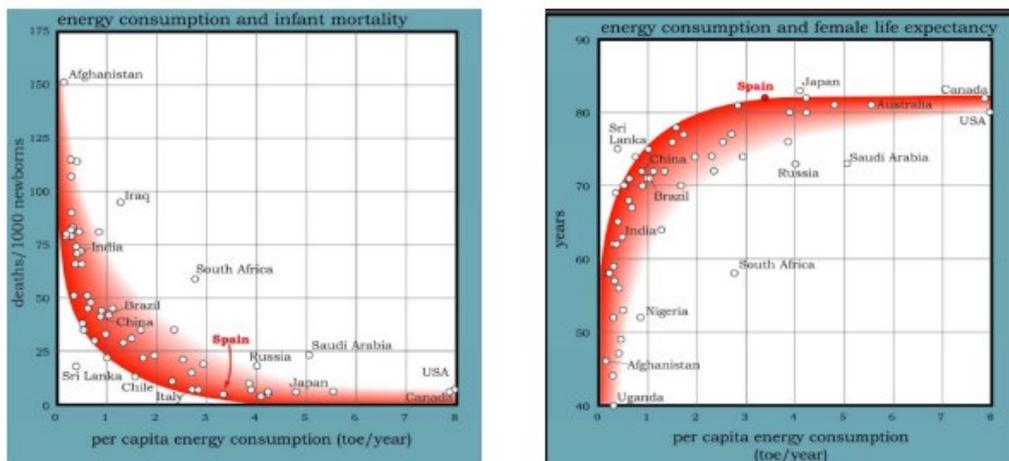
Una vez se realizan todos estos cálculos, se estudia cuáles serán los beneficios económicos del Proyecto, realizando en primer lugar el Presupuesto Técnico de todo el Proyecto y posteriormente haciendo un estudio de viabilidad económica obteniendo finalmente los valores de Valor Neto Actual (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

3 Problema energético

La energía se utiliza para producir potencia, luz, frío y calor y las fuentes de energía pueden ser las siguientes:

- **Primarias:** petróleo, carbón, gas natural, renovables y nuclear.
- **Secundarias:** son la conversión de la energía primaria para obtener energía final. (Centrales eléctricas o refinerías).

La disponibilidad de energía de los distintos países cambia mucho según numerosos aspectos. Esto se puede comprobar estudiando el Índice de Desarrollo Humano (IDH) en el cual se muestra el nivel de desarrollo de una sociedad ligado con su desarrollo energético.



Informes ONU sobre desarrollo (Energy and the Challenge of sustainability, United Nations Development Programme (UNDP): World Energy Assessment.2001)

Figura 1. Índice de Desarrollo Humano. Fuente: Asignatura Introducción a las Energías Renovables

En la Figura 1 se observa que hay un punto en el cual llega un momento que la curva se satura, es decir, un punto a partir del cual existe derroche de energía. Son estas sociedades que se encuentran a partir de ese punto las que tienen gran capacidad para ahorrar energía. Sin embargo, por debajo de ese punto están una gran cantidad de sociedades aún que no disponen de suficiente energía para alcanzar un valor aceptable de IDH.

Por tanto, se observa que existe una necesidad de aumentar la generación global de energía. Este problema energético está ligado con un creciente aumento de la demanda mundial de energía debido al creciente aumento de población y, a su vez, a un mayor consumo.

La demanda aumenta, pero las reservas de fuentes de energía primaria son limitadas. Además, estas se encuentran en zonas políticamente conflictivas y en las que existen conflictos bélicos, por lo que la escasez de energía se hace notar cada vez con mayor incidencia. Un claro ejemplo actual de esta situación es el conflicto bélico que se está viviendo entre Rusia y Ucrania desde

finales de febrero de 2022. Rusia es una de las mayores fuentes de importación de combustibles fósiles del mundo y haber entrado en guerra ha supuesto un aumento de sus precios de venta del gas y del petróleo ya que están exportando una menor cantidad de estos combustibles fósiles, lo que sumado al aumento general de la demanda global afecta notablemente a los países que dependen energéticamente de Rusia. En la Figura 2 se observa cómo afectó esta situación a España, sobre todo los meses de febrero y marzo de 2022 que coinciden con el inicio de la guerra.



Figura 2. Comparación precio del gas en España entre 2021 y 2022. Fuente: Epdata y MIBGAS.

Otro gran problema actual relacionado con las energías es el cambio climático debido a la gran cantidad de emisiones de efecto invernadero que se emiten a la atmósfera.

Es por todo esto que las energías renovables juegan un papel fundamental en la sociedad actual para poder solucionar todos estos problemas mencionados. Las energías renovables son, sin lugar a duda, la llave para abrir la puerta a la Sostenibilidad Energética. Son energías limpias (no contaminan), son inagotables y pueden hacer frente a este aumento de la demanda de energía para que las sociedades en un futuro puedan ser independientes energéticamente.

Cabe destacar el gran aumento que se está produciendo hoy en día en el precio de la electricidad que, como se verá más adelante, está afectando notablemente a las facturas eléctricas del colegio con precios muy elevados con respecto a años anteriores.

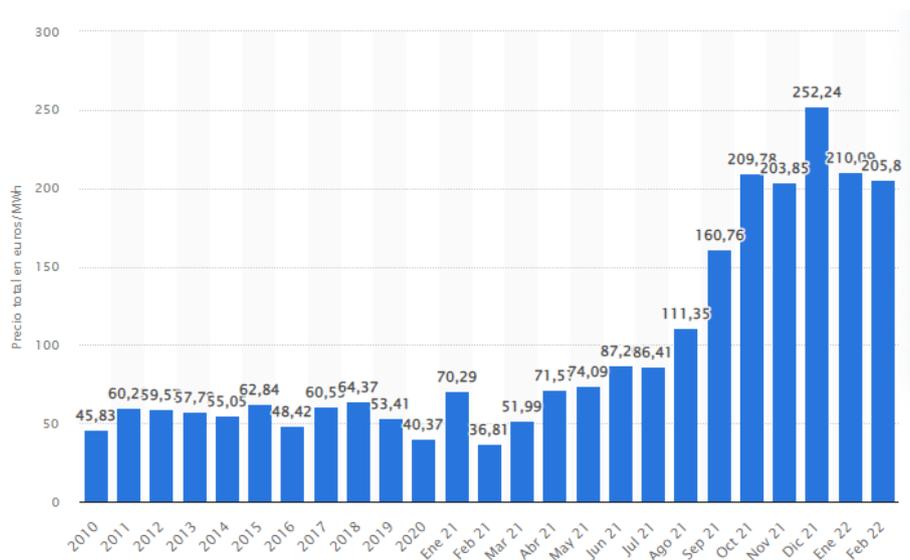


Figura 3. Precio medio final anual de la electricidad en España 2010-2022. Fuente: Statista.

Sin embargo, el 1 de junio de 2021 el Gobierno aprobó una modificación en la factura de la luz para incentivar el consumo en las horas del día en las cuales las redes eléctricas se encuentran menos saturadas modificando el coste de los peajes y los tipos de potencia que se pueden contratar.

Además, el 24 de junio se aprueba el Real Decreto-ley 12/2021 (Boletín Oficial del Estado, 2021) en el cual se fomenta el ahorro y el autoconsumo. Como se explica en la web del Ministerio (Gobierno de España, 2021), “los nuevos peajes hacen que el coste de la electricidad dependa en mayor medida de la energía consumida, lo que hace que se fomente el autoconsumo, ya que este reduce la demanda de energía procedente de la red.”

Aquí es donde se observa como de importante y cuánto puede beneficiar económicamente el uso del autoconsumo a través de la energía fotovoltaica ya que está experimentando cada vez un mayor auge.

3.1 Situación energética internacional

En la Figura 4 se observa la generación de electricidad por fuente en GWh desde el año 1990 hasta 2019 a nivel global en todo el mundo según los datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA).

Mientras que los combustibles fósiles (carbón y gas natural principalmente) siguen siendo la principal fuente de generación de energía actual, se observa que durante la última década las energías renovables cada vez han ido cogiendo más fuerza, ya que como se ha explicado, existe un problema energético y las energías renovables son la solución. Esto hace que la gran tendencia de aumento que iban teniendo los combustibles fósiles se haya frenado un poco.

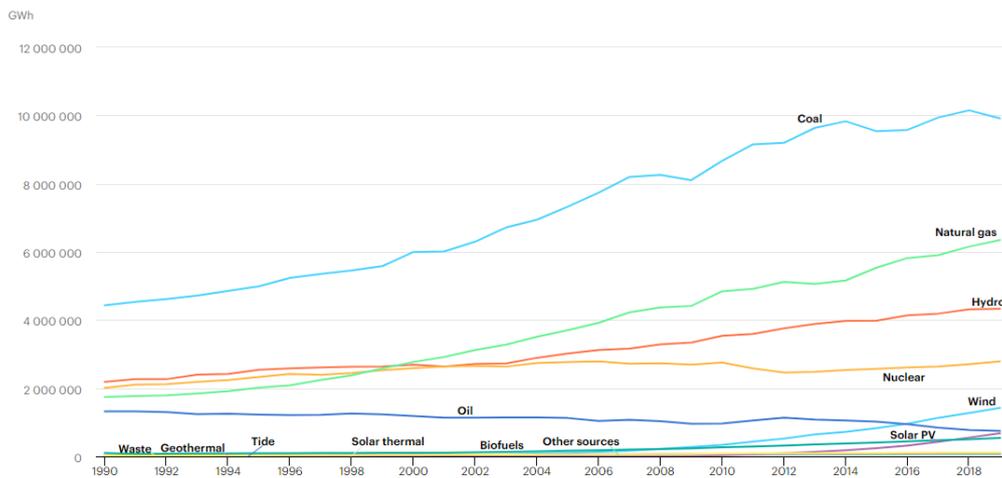


Figura 4. Generación de energía por fuente 1990-2019. Fuente: IEA

3.2 Situación internacional de las energías renovables

La aportación de las energías renovables con respecto a las demás tecnologías es todavía muy pequeña para hacer frente al problema energético que existe en la actualidad. Solamente un 14% de la energía global en el año 2018 pertenecía al sector de las energías renovables. Las energías no renovables (carbón, gas natural y petróleo) siguen jugando aún un papel muy importante en la actualidad, aunque su consumo en estos últimos años no se ha visto tan aumentado gracias al auge de las energías renovables.

En el sector global de las energías renovables, China y Estados Unidos son las dos naciones pioneras en la generación de energías renovables, siendo la eólica y la solar los tipos de energía renovable que dominan el mercado. Estos datos se obtienen a través de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) (IRENA, s.f.).

En la Figura 5 se observa el suministro total de energía primaria que existe en el mundo separando las renovables (azul) y las no renovables (gris). Se comparan los datos del año 2018 con un posible escenario energético en el año 2050. Se observa cuál es el camino para seguir, pues las energías renovables cada vez deben tomar una mayor importancia y deben pasar a un primer plano en los próximos años.

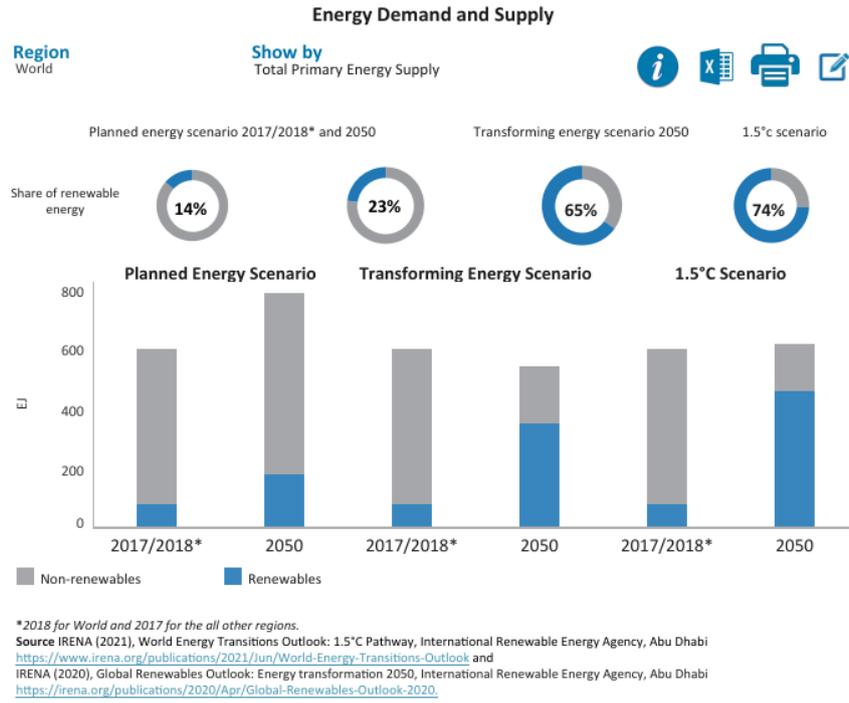


Figura 5. Suministro de energía primaria Renovable vs No renovable 2018 vs 2050. Fuente: IRENA

4 Desarrollo Sostenible

4.1 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Durante las últimas décadas, la globalización y todo el desarrollo económico que conlleva han generado una serie de consecuencias negativas para el medioambiente y la sociedad. Lo que se conoce como Desarrollo Sostenible es hacer frente a una serie de retos que consigan invertir esta situación. Se apuesta por el progreso social haciendo hincapié en aspectos como la pobreza y el hambre mundial y se quiere poner fin a los problemas medioambientales, actuando mayoritariamente sobre el cambio climático.

“El 25 de septiembre de 2015, la Asamblea General de las Naciones Unidas se reunió para crear un conjunto de objetivos para erradicar la pobreza mundial, proteger el planeta y asegurar la prosperidad en un plan de actuación de 15 años” (Naciones Unidas, 2015). De esta forma, se sentaron las bases de la agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible que se compone por 17 objetivos.

Estos son los ODS:

1. Fin de la pobreza.
2. Hambre cero.
3. Salud y bienestar.
4. Educación y calidad.
5. Igualdad de género.
6. Agua limpia y saneamiento.
7. Energía asequible y no contaminante.
8. Trabajo decente y crecimiento económico.
9. Industria, innovación e infraestructura.
10. Reducción de las desigualdades.
11. Ciudades y comunidades sostenibles.
12. Producción y consumo responsable.
13. Acción por el clima.
14. Vida submarina.
15. Vida de ecosistemas terrestres.
16. Paz, justicia e instituciones sólidas.
17. Alianzas para lograr los objetivos.



Figura 6. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Naciones Unidas

En la actualidad, todo proyecto debe poner el punto de mira en estos objetivos, pues entre todos debemos ayudar para un buen Desarrollo Sostenible. Las energías renovables son muy importantes en la búsqueda de la Sostenibilidad. Es por esto por lo que en este Trabajo de Fin de Grado de una instalación solar fotovoltaica se destaca la relevancia que tienen algunos de estos objetivos.

Tanto el colegio como el alumno buscan con la instalación fotovoltaica ayudar a mejorar los problemas medioambientales que existen en la actualidad e incentivar la necesidad de generar energía renovable. De esta manera se comprometen con la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

La energía solar fotovoltaica está directamente relacionada con los objetivos 7, 11 y 13 de la siguiente forma:

- **7. “Energía asequible y no contaminante”:** la energía solar fotovoltaica es un tipo de energía renovable, es decir, no contamina ni emite gases de efecto invernadero.
- **11. “Ciudades y comunidades sostenibles”:** en la búsqueda de la Sostenibilidad, las ciudades deben adaptarse a las nuevas tecnologías relacionadas con las energías renovables, como es el caso, autogenerando su propia energía a través de placas solares.
- **13. “Acción por el clima”:** como las energías renovables no emiten gases de efecto invernadero a la atmósfera, se está ayudando a mejorar y a hacer frente al cambio climático.

4.2 Acuerdo de París

Para encontrar soluciones al problema energético del cambio climático, el 12 de diciembre de 2015 se creó El Acuerdo de París, un tratado internacional sobre el cambio climático adoptado por 196 partes en la COP21.

El objetivo de este acuerdo es limitar el calentamiento mundial por debajo de los 1,5 grados centígrados en comparación con los niveles preindustriales reduciendo al máximo posible las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera para lograr un planeta con clima neutro para mediados de siglo.

Este acuerdo funciona con un ciclo de cada cinco años en el que los distintos países se reúnen para presentar sus planes de acción climática y sus medidas llevadas a cabo. “Todo esto requiere una transformación económica y social basada en la ciencia y en el desarrollo” (Naciones Unidas, s.f.).

De nuevo, el sector de las energías renovables juega un papel muy importante, pues no emiten gases de efecto invernadero a la atmósfera y son la gran solución para seguir evolucionando en el futuro.

4.3 Pacto Verde Europeo

El Pacto Verde Europeo es un programa aprobado por el gobierno de la Unión Europea (UE) en diciembre de 2019 tras haber declarado el Parlamento Europeo en noviembre de 2019 la emergencia climática. Como se explica en la Web oficial de la UE, “el Pacto Verde Europeo transformará la UE en una economía moderna, eficiente en el uso de los recursos y competitiva, garantizando que hayan dejado de producirse emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050” (Comisión Europea, 2019).

De esta manera se observa que el objetivo principal de la UE es llegar a la neutralidad de emisiones de CO₂ a la atmósfera en el año 2050. En la Figura 7 se muestran los elementos clave en los que se basa el Pacto Verde Europeo.

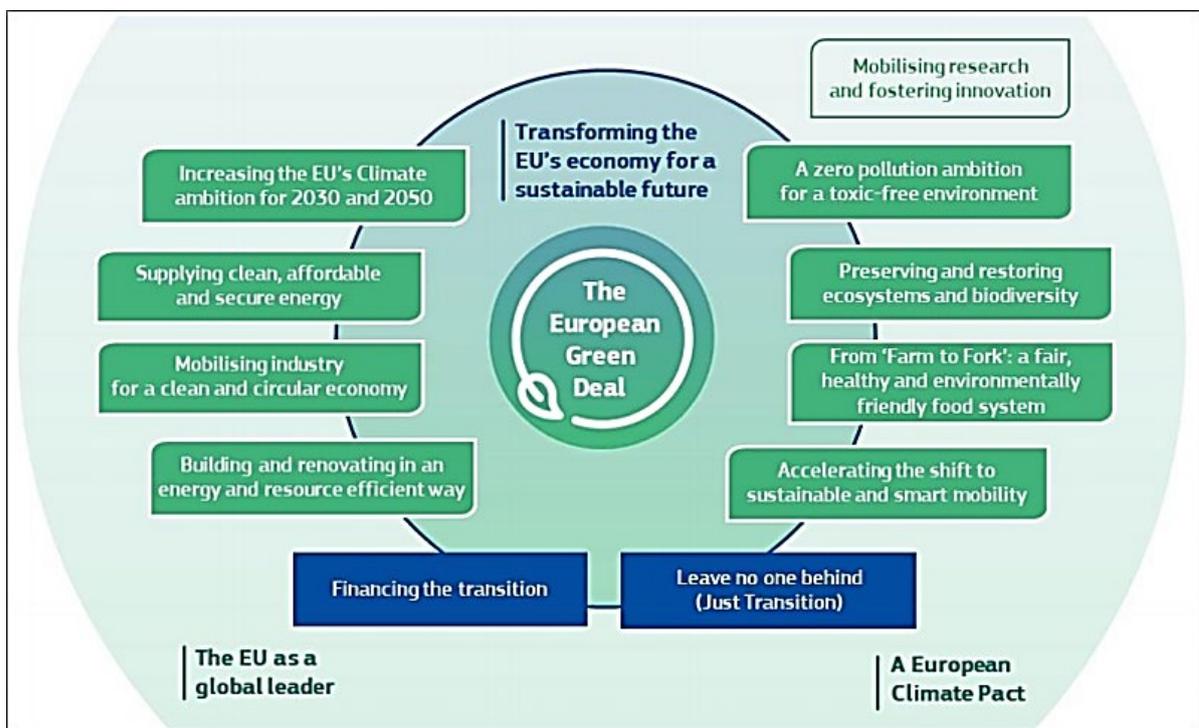


Figura 7. Medidas del Pacto Verde Europeo. Fuente: Comisión Europea.

5 Energía solar fotovoltaica

5.1 Origen de la energía solar fotovoltaica

La historia de la energía solar fotovoltaica está marcada por un desarrollo lento pero constante. Una vez descubierto el efecto fotovoltaico, poco a poco los avances técnicos fueron permitiendo aprovecharlo más eficientemente hasta lograr que se convirtiera en una fuente de energía práctica y fiable con el paso de los años.

“El efecto fotovoltaico es el resultado de producir corriente eléctrica gracias al contacto entre dos piezas de distinto material que están expuestas a una radiación electromagnética, en el caso de la energía solar fotovoltaica, la luz.” (AutoSolar, 2020)

El efecto fotovoltaico fue descubierto por el francés Alexandre Edmond Becquerel en 1838 pero no fue hasta el año 1955 cuando se encontró por primera vez una aplicación útil para este efecto. Su aplicación fue la producción de placas fotovoltaicas para aplicaciones espaciales como se observa en la Figura 8.

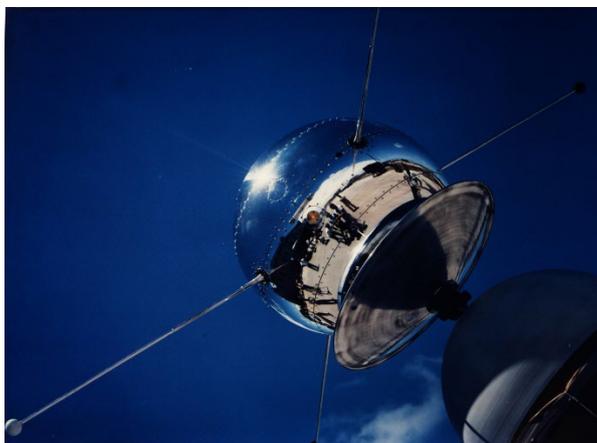


Figura 8. Vanguard Satellite, 1958. Primer satélite con placas fotovoltaicas. Fuente: NASA.

El gran éxito de la tecnología fotovoltaica en el espacio derivó en la aplicación de paneles fotovoltaicos en la tierra. Se fueron encontrando nuevas aplicaciones de esta tecnología y, a principios del siglo XXI, las placas fotovoltaicas experimentaron un continuo descenso en su coste junto con una ligera mejora de su eficiencia debido al auge de las energías renovables.

5.2 Energía solar fotovoltaica en España

La tecnología solar fotovoltaica está en auge y España ya ha conseguido situarse entre los principales países generadores de energía fotovoltaica. Esto se debe entre otras cosas al gran potencial que tiene ya que es uno de los países que cuenta con mayor número de horas de sol diarias. Como se comprueba en la página de la Red Eléctrica Española (Red Eléctrica Española, s.f.), en 2021, la potencia eléctrica instalada en España de solar fotovoltaica era de 15.048 MW, un 14,6% de la potencia eléctrica instalada en todo el país.

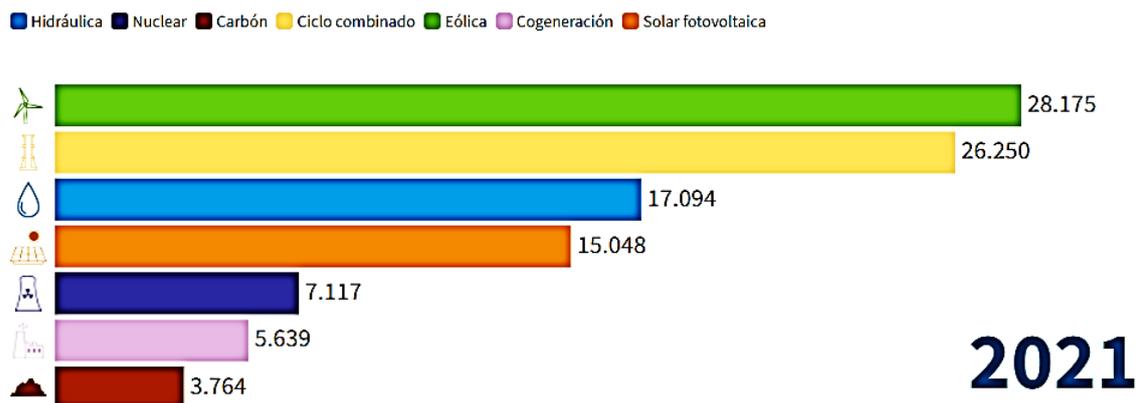


Figura 9. Potencia eléctrica instalada por fuente en España. Fuente: REE.

El inicio de la energía fotovoltaica en España se remonta al año 1984, año en el que se construyó la primera central fotovoltaica en Madrid que se conectaba a la red eléctrica. Esta fue la única planta en España durante diez años hasta 1993 cuando se retomó el interés por la fotovoltaica con nuevos pequeños proyectos.

Sin embargo, no fue hasta el año 1998 cuando se formuló en España el primer decreto regulatorio relacionado con la energía fotovoltaica. Este fue el RD 2818/1998 (Boletín Oficial del Estado, 1998) sobre producción de energía eléctrica para instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración. Más tarde se formuló el RD 1663/2000 (Boletín Oficial del Estado, 2000) sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Tras varios cambios legislativos para incentivar la producción de electricidad a través de energías renovables, se produjo un drástico aumento de la energía fotovoltaica a partir del año 2006 como se observa en la Figura 10. En España se pasó de tener 146 MW de potencia instalada en 2006 a tener 690 MW en 2007 y 3398 MW en 2008 y así llegar al año 2015 teniendo una potencia instalada de 4666 MW según datos de la Red Eléctrica Española (Red Eléctrica Española, s.f.).

En el año 2015 se aprueba RD 900/2015 con el que se impone el “Impuesto al sol”, un impuesto dirigido a aquellas personas que tenían instalaciones de autoconsumo. Esto era un impuesto para contribuir con el mantenimiento de la red eléctrica. El Decreto establecía “la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del

sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores” (Boletín Oficial del Estado, 2015). Estuvo vigente durante tres años en los cuales el mercado fotovoltaico se frenó como se puede observar en la Figura 10.

Fue entonces en el año 2019 cuando se formuló el RD 244/2019 (Boletín Oficial del Estado, 2019) que se encuentra en vigor y que regula el autoconsumo de energía. A partir de este año comenzó el gran auge de la energía fotovoltaica en España como se puede observar en los siguientes datos obtenidos de la IEA en la Figura 10.

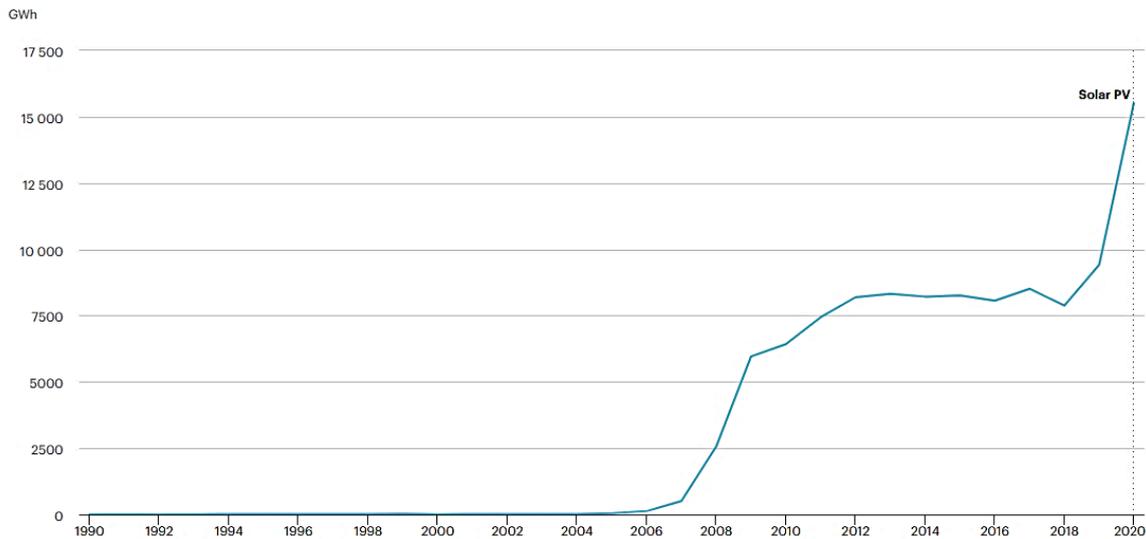


Figura 10. Energía solar fotovoltaica generada en España 1990-2020. Fuente: IEA.

En la Figura 11 se aprecia la gran tendencia a la alza que está teniendo la generación de energía solar fotovoltaica en España tras este último Real Decreto, pues se ha duplicado la generación de energía en el año 2021 con respecto a los valores tan solo de dos años atrás, de 2019.

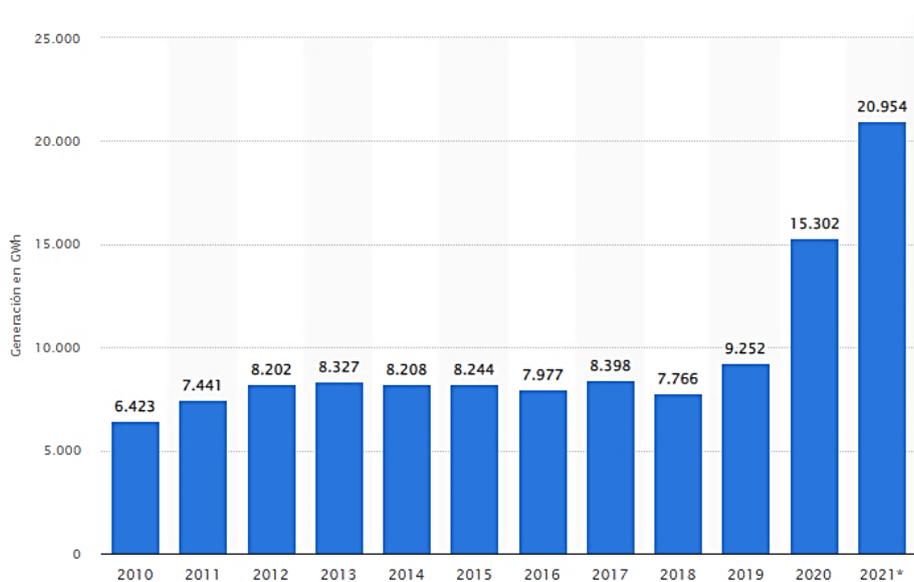


Figura 11. Energía solar fotovoltaica generada en España 2010-2021. Fuente: Statista.

5.3 Energía solar fotovoltaica en la Región de Murcia

La Región de Murcia es una de las comunidades autónomas con una mayor radiación solar y un mayor número de horas de sol. Estas características hacen que esta sea una zona perfecta para una instalación fotovoltaica. En el año 2021 la Región de Murcia se situaba como la cuarta autonomía del país con mayor potencia fotovoltaica instalada.

Como se observa en la Figura 12, en la Región de Murcia se tiene en torno a 1.800 Kwh/m² y unas 2.975 horas de sol anuales, valores que se encuentran por encima de la media del país.

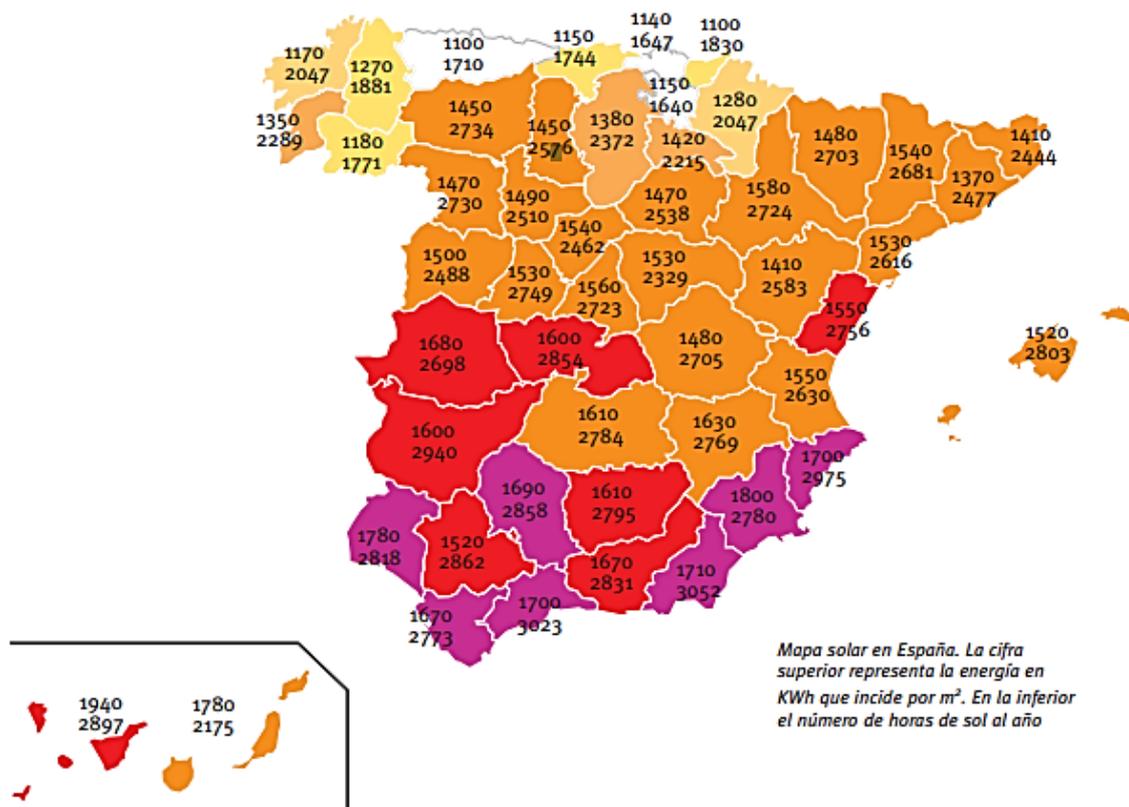


Figura 12. Radiación global horizontal y horas de sol anuales. Fuente: Energía Solar Térmica, IDAE 2006.

Según los datos de la Red Eléctrica Española (Red Eléctrica Española, s.f.), en el año 2021 la energía solar fotovoltaica ya suponía el 21.7% de toda la energía eléctrica de la Región incrementándose un 8.4% con respecto al año 2020. Las renovables en la Región producían un 28.2% de la energía total, lo que nos hace ver la gran relevancia que tiene la energía fotovoltaica en esta Comunidad Autónoma.

“La energía fotovoltaica es la segunda forma de energía que genera mayor producción tras la cogeneración. En lo que se refiere a potencia instalada, el parque de generación de la región cerró el año 2021 con 5.206 MW de potencia” (La Opinión de murcia, 2022).

La Cooperativa en la que realiza la instalación fotovoltaica se encuentra situada en La Unión, una localidad del sureste de la Región de Murcia. La ciudad cuenta con unas características perfectas

para la instalación de placas solares fotovoltaicas como se estudiará en los siguientes apartados debido al gran número de horas de sol pico anuales que tiene y los valores de irradiación media que llegan a la zona.

La Región de Murcia tiene un gran potencial solar y se debe aprovechar para así seguir avanzando en el futuro de la Sostenibilidad.

5.4 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Las instalaciones fotovoltaicas se clasifican en dos tipos como se explica en el Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10. Plantas fotovoltaicas (ABB):

- **“Conectadas a la red eléctrica:** instalaciones que se pueden conectar directamente con la red de distribución eléctrica. Existen distintos tipos de instalaciones dentro de este grupo”:
 - “Instalaciones de autoconsumo.”
 - “Instalaciones de vivienda unifamiliar.”
 - “Instalaciones de autoconsumo compartido.”
 - “Instalaciones con venta de electricidad a la red.”

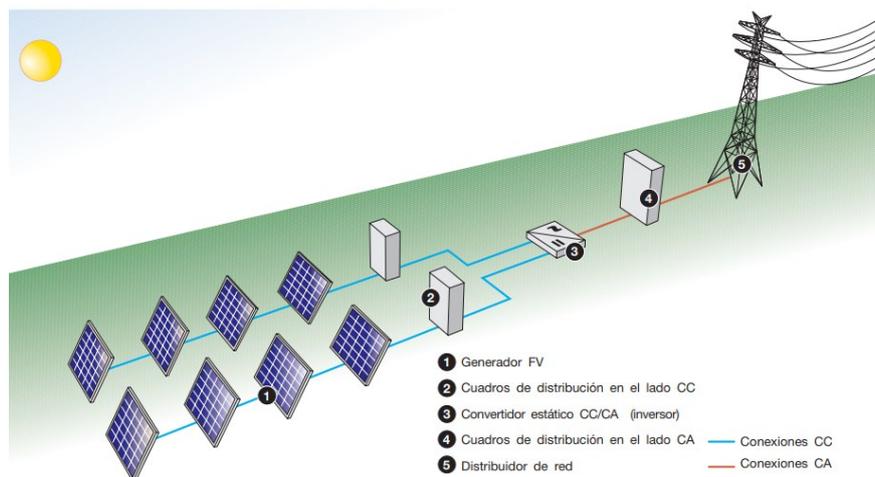


Figura 13. Instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica. Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10. Plantas fotovoltaicas.

- **“Aisladas de la red eléctrica:** instalaciones que se encuentran alejadas de los núcleos urbanos y que, por tanto, no tienen acceso a la red de distribución eléctrica.”

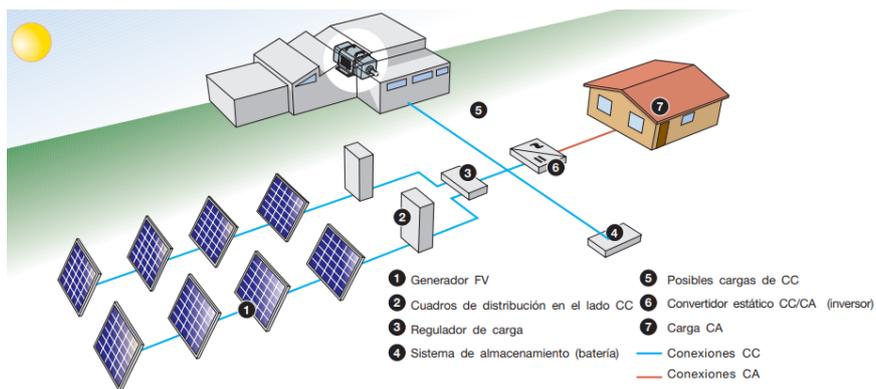


Figura 14. *Instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica. Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10. Plantas fotovoltaicas.*

Tras compartir estas opciones con la dirección de la Cooperativa de Enseñanza se decide que el estudio de la instalación fotovoltaica será una instalación conectada a la red eléctrica en Baja Tensión (B.T.).

6 Estudio de la Cooperativa

6.1 Características del colegio

El colegio es una Cooperativa de Enseñanza en la cual hay un total de 750 alumnos y se encuentra abierto durante todos los meses del año a excepción de los meses de julio y agosto.

El colegio cuenta con dos edificios principales y un pabellón como se observa en la Figura 15. El edificio de Educación Infantil cuenta con una superficie de 180 m^2 . El edificio de Primaria y Secundaria cuenta con una superficie de 570 m^2 y la cubierta del pabellón es de 470 m^2 . Estas instalaciones tienen un ángulo de 26 grados con respecto a la horizontal que marca una orientación norte-sur (ángulo de acimut 0 grados).

El colegio además cuenta con una gran parcela de 1.155 m^2 situada al lado del pabellón. Esta gran superficie permite tener un mayor campo de posibilidades a la hora de realizar el estudio de la instalación fotovoltaica, pues permite colocar un mayor número de módulos fotovoltaicos con una orientación norte-sur, pudiendo tener así las placas fotovoltaicas la orientación más eficiente con respecto al resto de las instalaciones del colegio.



Figura 15. Superficie del colegio. Fuente: Google Maps.

Se estudia también la localización del punto de conexión a red (400 V Baja Tensión), pues es muy importante conocerlo para así poder situar los distintos elementos eléctricos de la instalación fotovoltaica. Los inversores, que van conectados mediante cableado hasta el punto de conexión a red deben estar lo más cerca posible de este punto para así reducir al máximo las pérdidas por caída de tensión como se verá en el Apartado 10. Se muestra en la Figura 16 marcada la localización del cuadro de conexión a red.

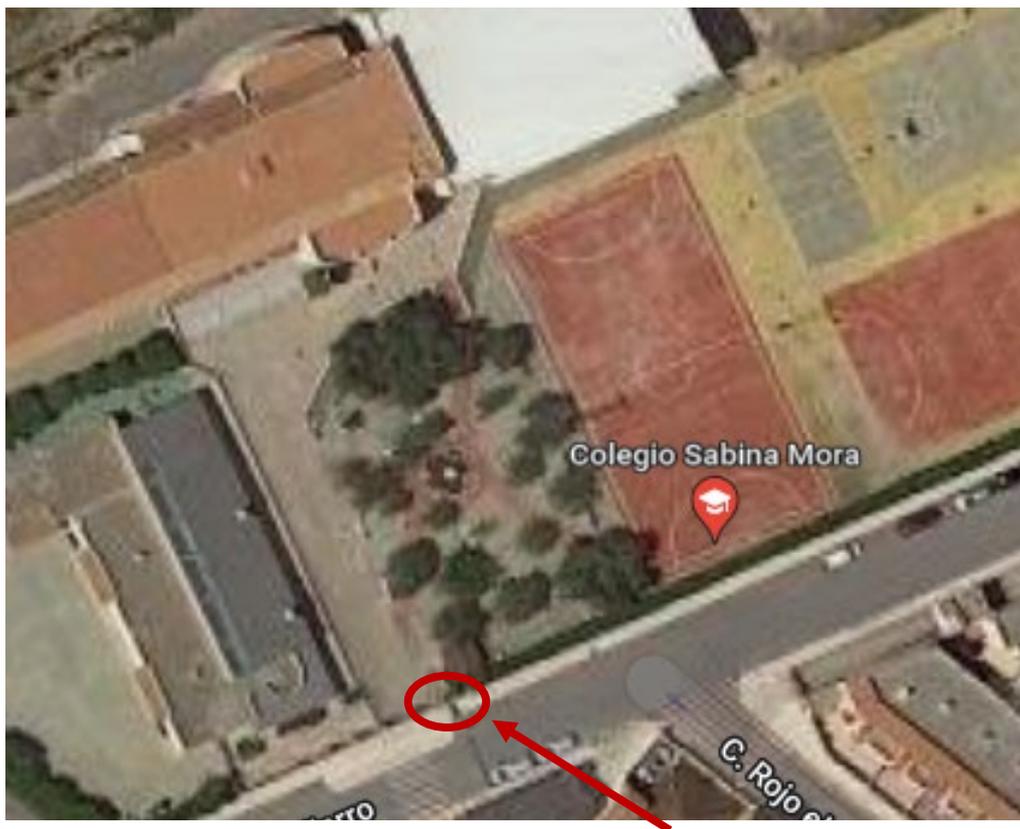


Figura 16. Localización cuadro de conexión a Red. Fuente: Google Maps y propia.

6.2 Estudio de la demanda eléctrica

La necesidad del colegio de reducir el coste de sus facturas eléctricas debido al gran aumento del precio de la electricidad en los últimos meses pasa por la aplicación de las energías renovables, por el autoconsumo.

En primera instancia se hace un estudio de las facturas eléctricas para así poder conocer cuál es el consumo que tiene el colegio. Desde el centro escolar nos facilitan las facturas de los cursos 2019/2020, 2020/2021 y las facturas del curso actual 2021/2022 hasta el mes de febrero.

Para hacer una estimación media del consumo anual del colegio, los datos del año natural 2020 no son realistas debido a la situación ocurrida durante ese año con la Covid-19. Sin embargo, desde el colegio nos aseguran que los consumos prácticamente no varían con respecto a años anteriores a los cuales no hemos tenido acceso y que, por tanto, se puede hacer perfectamente una buena estimación con los consumos del año natural 2021. También se solicitó el archivo Excel con el consumo horario correspondiente al periodo de facturación para conocer los consumos del colegio en horario diurno.

Se han graficado en la Figura 17 las curvas de los consumos totales y en horario diurno que tiene el colegio para tener en cuenta la demanda que debe cubrir la instalación fotovoltaica que se va a estudiar. Con esto se observa un **gran gasto de energía en horario extraescolar que sorprende porque en esos momentos el centro se encuentra cerrado.**

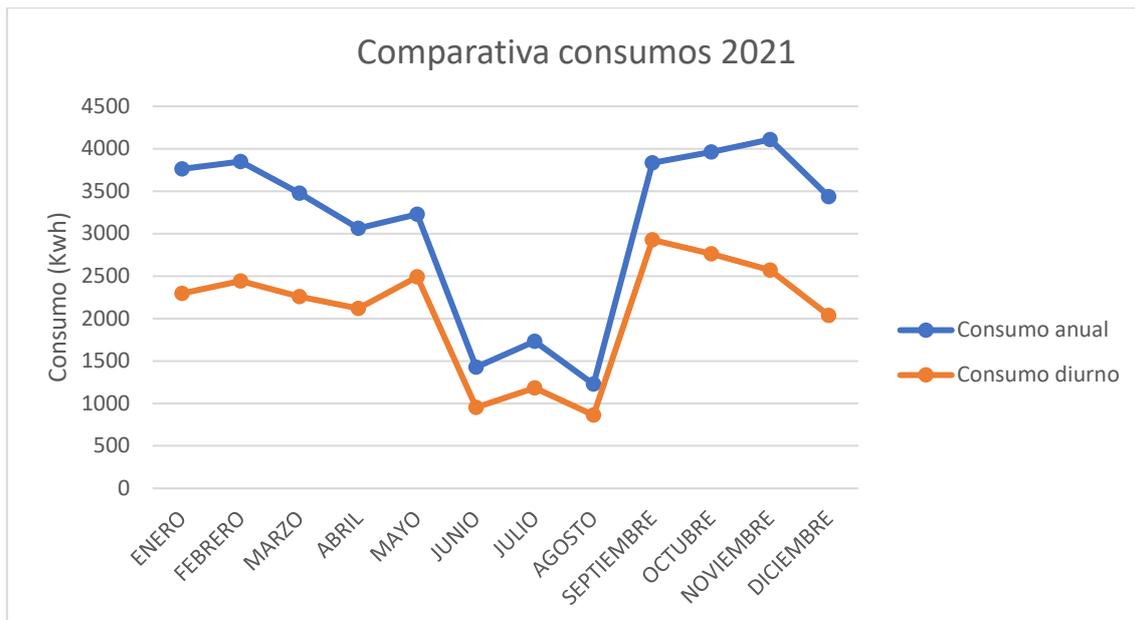


Figura 17. Consumo anual vs consumo diario en el colegio. Fuente: propia.

El consumo total del colegio en el año 2021 fue de 36.975 kWh anuales, siendo los meses de invierno en los que se observa un mayor consumo y la situación contraria durante los meses de verano en los cuales el colegio permanece prácticamente inactivo como se aprecia en la Figura 17.

Se destaca que los meses en los que se generará una mayor producción eléctrica con la fotovoltaica coinciden con los meses en los que se produce un menor consumo en el colegio, por lo que es interesante tener en cuenta la opción de vender de los excedentes generados con la instalación fotovoltaica a la red eléctrica con el objetivo de generar un mayor beneficio económico.

Los valores de los gastos y consumos que se estudian en este apartado se muestran especificados en el Anexo de cálculo A.

6.2.1 Coste eléctrico anual

El precio final de todas las facturas eléctricas al que tuvo que hacer frente el colegio durante el año 2021 fue de 10.453,63 € (con I.V.A.).

Como se observa claramente en la Figura 18, a partir del mes de septiembre del año 2021 existe un aumento del precio de la luz con una clara tendencia ascendente durante los siguientes meses. Este encarecimiento del precio de la luz se produjo por una serie de causas como el aumento del precio del petróleo tras la pandemia de Covid-19 o el aumento del precio del gas natural debido a un aumento de la demanda tras un invierno especialmente frío en ese año.

Esta situación sigue todavía presente a día de hoy y los precios de la luz están establecidos en valores más elevados que años anteriores (Apartado 1). Este aumento de las facturas de la luz

del colegio a finales del año 2021 se entiende perfectamente al compararlo con la Figura 3 en la que se muestra el aumento de los precios de la electricidad en España.

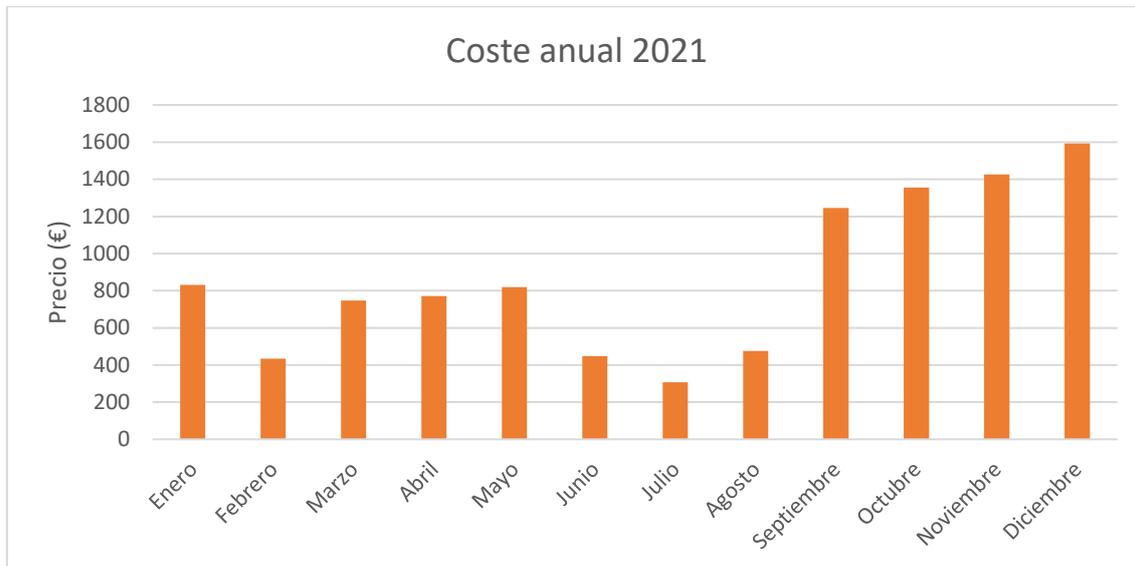


Figura 18. Coste de las facturas de la luz del colegio en 2021. Fuente: Propia.

6.2.2 Consumo eléctrico en horario extraescolar

Como se observa en la Figura 19, existe un gran gasto de energía en las horas en las que no hay luz solar, que coinciden prácticamente con el horario extraescolar del centro.

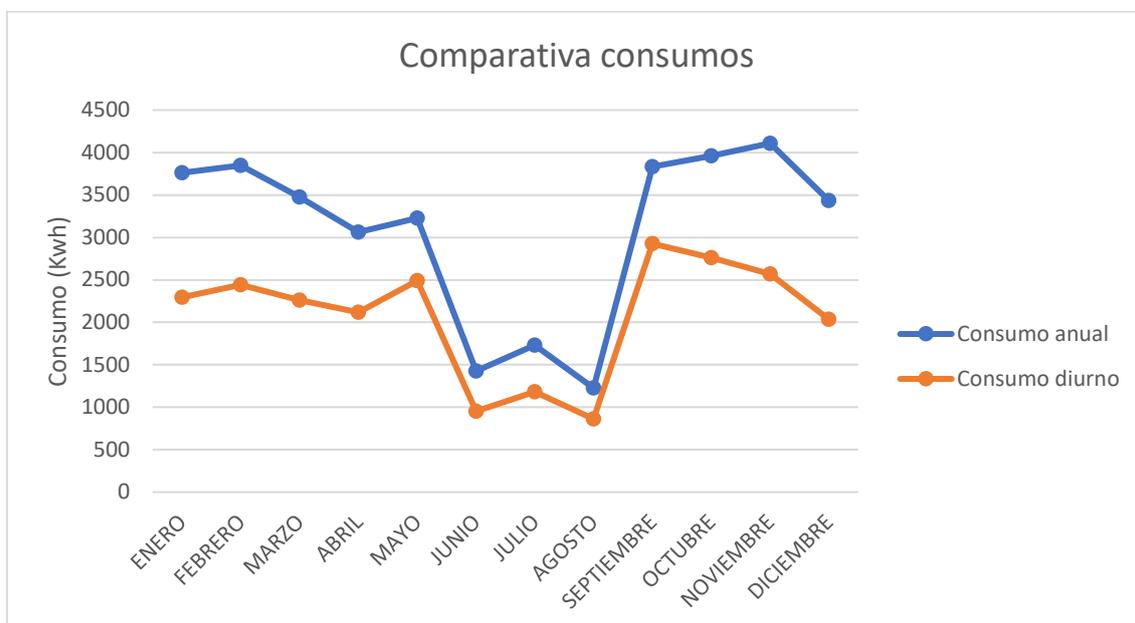


Figura 19. Consumo anual vs consumo diario anual en el colegio. Fuente: Propia.

Se observa que en las horas en las cuales no hay sol se produce un gasto energético en algunos meses que supone incluso un tercio del consumo total mensual. En los meses de invierno, al haber menos horas de luz, existe una mayor diferencia entre el consumo diario y el consumo

total, pero, aun así, un consumo por ejemplo en el mes de noviembre de 1.538 kWh en un colegio entre las 19:00 horas y las 8:00 horas es mucho ya que el colegio durante ese periodo se encuentra cerrado y aún más si se compara con los 4.100 kWh totales que se consumen durante todo ese mes.

Esta situación se comenta con la dirección del colegio llegando a la conclusión de que se tiene mucho consumo innecesario durante las horas en las que se encuentra cerrado, tiene mucho “consumo fantasma” como nos explica el propio director: “Cuando el colegio está cerrado, muchos aparatos electrónicos no terminan de desconectarse correctamente, las pizarras electrónicas quedan encendidas e incluso en los meses de invierno alguno de los 22 *splits* de aire acondicionado de los que disponemos pueden quedar encendidos durante toda la noche”.

Por tanto, se conocen cuáles son los problemas principales que causan esta gran diferencia de consumos que, posteriormente, se ve reflejada negativamente en la factura eléctrica. Con la instalación fotovoltaica con la cual se pretenderá obtener el mayor beneficio económico posible con la venta de excedentes (Apartado 7), si el colegio intensifica las medidas para que estos problemas de gasto innecesario no se sigan generando se podría conseguir rentabilizar aún más económicamente la instalación fotovoltaica, además de la importancia hoy en día de la fomentación del ahorro energético en la mayor medida posible.

7 Selección del modelo de autoconsumo según RD 244/2019

7.1 Real Decreto 244/2019

En este último Real Decreto aprobado por el Boletín Oficial del Estado (BOE) el 5 de abril de 2019 (Boletín Oficial del Estado, 2019) sobre el autoconsumo que se encuentra en vigor destacan numerosos cambios con respecto al anterior Real Decreto para incentivar la producción de energía fotovoltaica.

Es muy importante destacar las distintas modalidades de autoconsumo que establece el RD 244/2019 en función de los excedentes de energía generados con las placas solares. Se sacan las siguientes conclusiones del BOE (Boletín Oficial del Estado, 2019):

- **Autoconsumo sin excedentes:** Se produce en instalaciones en las que no se produce más energía de la que se necesita.
- **Autoconsumo con excedentes:** Se tienen dos tipos:
 - Acogido a compensación: La energía producida que nos sobra (excedentes) se vierte a la red y nuestro contador es el encargado de contar los kWh que posteriormente se descuentan de la factura de la luz.
 - Sin compensación: La energía producida que nos sobra (excedentes) se vierte y se vende a la red igual que una empresa productora de energía eléctrica.

Para las instalaciones que se encuentran con una potencia instalada entre 15 y 100 kW, el criterio para tener en cuenta para elegir a qué modalidad de autoconsumo acogerse depende de la cantidad de excedentes que se tengan.

En el caso de contar con una pequeña cantidad de excedentes, la mejor opción es acogerse a un autoconsumo sin excedentes ahorrando así trámites y el acceso y la conexión a la red eléctrica.

Si por el contrario tenemos una instalación con muchos excedentes, la mejor opción es acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogido a compensación.

En el caso de instalaciones en las que los consumos son muy dispares durante los diferentes meses del año o en las que la potencia instalada está por encima de 100 kW, la opción a elegir es la modalidad de autoconsumo con excedentes sin compensación, hay que vender los excedentes.

7.2 Modalidad de autoconsumo elegida según RD 244/2019

Una vez estudiadas tanto las facturas como los consumos que tiene el colegio, se elige a qué modalidad de autoconsumo acogerse según las distintas opciones que existen en el Real Decreto 244/2019.

Como el consumo que se genera en los distintos meses del año es dispar, nos acogemos al modelo de Autoconsumo con excedentes siendo conscientes que en los meses de verano habrá mucha energía sobrante producida por las placas, descartando así el modelo de autoconsumo sin excedentes.

Dentro de este modelo elegido, para instalaciones que se encuentran entre 15 y 100 kW de potencia, como es nuestro caso, se tiene la opción de acogerse a compensación de excedentes también llamada compensación simplificada, que es la idónea si se quiere compensar lo que se genera en tu instalación con los excedentes o la opción de no acogerse a compensación de excedentes. Tras comentarlo con la dirección del colegio, este último modelo de autoconsumo va a ser al que se acoge el centro para la instalación fotovoltaica a realizar ya que, al estar cerrado los meses de verano, se puede obtener un mayor beneficio con la energía excedentaria que se vierte a la red eléctrica. A pesar de los trámites que hay que llevar a cabo para poder acogerse a este modelo de autoconsumo se decide que, para conseguir una mayor cantidad de beneficio económico, el colegio debe acogerse al modelo de **Autoconsumo con Excedentes sin compensación de consumo**.

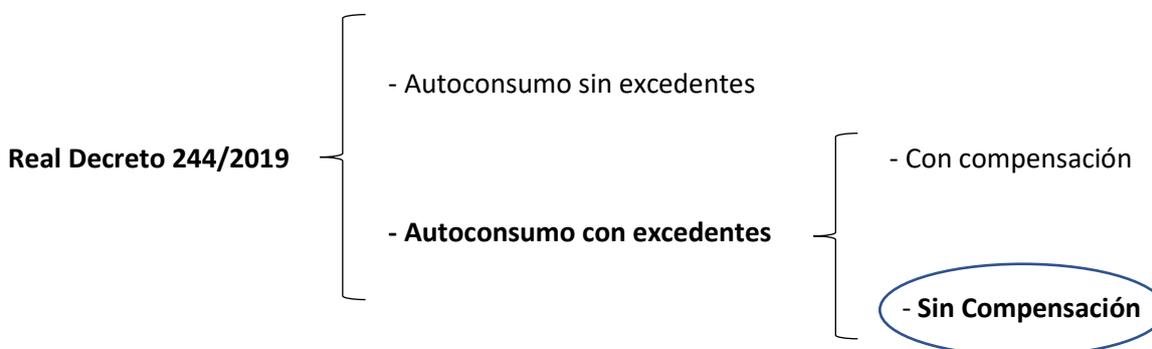


Figura 20. Esquema elección modelo de Autoconsumo según RD 244/2019. Fuente: propia.

7.3 Tramitación para el Autoconsumo con excedentes sin compensación según RD 244/2019

Siguiendo la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo proporcionada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (IDAE, 2019), “acogerse a esta modalidad de autoconsumo es un proceso complejo para el cual es imprescindible darse de alta como productor de energías renovables en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE). Normalmente suscribirá un contrato de representación en el mercado o se podrá constituir como agente del mercado. De esta manera la energía

excedentaria puede ser vertida a la red eléctrica y vendida en el mercado eléctrico recibiendo el mismo tratamiento que el resto de energía producida por fuentes renovables.”

Se deberá cumplir con las obligaciones técnicas que se imponen a los productores de energía de origen renovable y cumplir con las acciones tributarias y/o fiscales que se deriven de esa actividad económica. Son 17 los pasos a seguir para la tramitación de conexión de las instalaciones con excedentes a la red eléctrica para poder verter los excedentes como se indica en la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo (IDAE, 2019):

1. Diseño de la instalación.
2. Permisos de acceso y conexión / Avaes o garantías.
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública.
4. Autorización administrativa previa y de construcción.
5. Licencia de obras.
6. Ejecución de la instalación.
7. Inspección inicial e inspecciones periódicas.
8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra.
9. Autorización explotación.
10. Contrato de acceso.
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares.
12. Licencia de actividad.
13. Acuerdo de reparto y Contrato de compensación excedentes. (No aplica en nuestro caso)
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo.
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica.
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)
17. Contrato de representación en mercado.

Los puntos 3, 4, 7, 8, 9, 14, 15 y 16 pertenecen a la Administración Autonómica. Los puntos 5 y 12 a la Administración Local. El punto 2 pertenece a la distribuidora y el punto 17 a la comercializadora. Por último, los puntos 11 y 13 pueden pertenecer a la distribuidora o a la comercializadora.

Se contratará a una empresa para realizar toda esta tramitación debido a la complejidad de todo el proceso y se computará como un gasto más del colegio en el primer año del proyecto de la instalación fotovoltaica en el estudio de viabilidad económica.

7.4 Alcance de la instalación fotovoltaica

Una vez se establece cuál va a ser la modalidad de autoconsumo de la instalación fotovoltaica se define la demanda objetivo de la misma.

En este Trabajo Fin de Grado, el objetivo principal es cubrir toda la demanda anual. Uno de los requisitos que se buscan es hacer el proyecto lo más viable posible económicamente. De esta manera, se decide **sobredimensionar la instalación para cubrir un 150 % del consumo anual**

como demanda objetivo. Así, se obtiene un mayor beneficio económico gracias a la venta de excedentes y, además, la inversión se podría ver amortizada con más antelación de lo previsto.

Por tanto, con este porcentaje se tiene una demanda objetivo a cubrir con las placas de 55.462,50 kWh anuales con respecto al consumo del año 2021 de 36.975 kWh. Redondeando, se pretende cubrir una media de 55.500 kWh anuales con la instalación.

8 Criterios de diseño de la instalación fotovoltaica

8.1 Análisis de la superficie útil

Se decide realizar la instalación fotovoltaica en la parcela de $1.155 m^2$. que tiene el colegio al lado de pabellón, ya que cuenta con la mayor superficie posible dentro de las distintas opciones que se tienen en el colegio para colocar los módulos fotovoltaicos con un total de $848 m^2$ totales de superficie útil.

Se estudia también la opción de colocar las placas sobre la cubierta del pabellón, también con una gran superficie. Sin embargo, debido a la inclinación que tiene el techo del pabellón por ambos lados y, sobre todo, la necesidad de reforzarlo para poder soportar el peso de tantas placas solares hace que esta opción se descarte ya que económicamente es menos viable que colocarlas en el suelo de la parcela. Además, esto permite colocar un mayor número de módulos fotovoltaicos con orientación norte-sur en la parcela que en el techo del pabellón o de los dos edificios.

Ambas opciones eran viables en cuanto al problema que pueden originar las sombras en este tipo de instalaciones, pues todas ellas carecen de sombras a lo largo del día y, por tanto, esto no es un problema que pueda influir en la generación de energía de los módulos fotovoltaicos.

La instalación de todas las placas fotovoltaicas se hace finalmente en la parcela que se muestra en la Figura 21.



Figura 21. Superficie disponible para la instalación fotovoltaica. Fuente: Google Maps.

8.2 Análisis del Recurso Solar

La radiación solar como se explica en el Cuaderno de Aplicaciones Técnicas nº 10 (Plantas fotovoltaicas) (ABB), es la energía emitida por el Sol que se propaga en todas direcciones

mediante ondas electromagnéticas. Esta energía determina la dinámica de los procesos atmosféricos y climáticos en la Tierra y, en cuanto a la energía solar, es la principal fuente de generación de energía. Los datos de radiación solar se recogen en unidades de potencia (W/m^2).

La irradiancia solar es la intensidad de radiación solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado (W/m^2). Por último, se tiene la irradiación solar, que es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado. Los datos de irradiación solar se recogen en unidades de energía (kWh/m^2). Conocer estos datos de irradiación en la zona en la que se van a colocar los módulos fotovoltaicos Es indispensable para poder realizar el diseño de la instalación fotovoltaica.

8.3 Cálculo de la irradiación solar con PVGIS

La herramienta PVGIS (Unión Europea, s.f.) es la herramienta utilizada para estudiar el recurso solar en una zona concreta. Utiliza datos de alta calidad y resolución espacial y temporal de la radiación solar obtenidos a partir de imágenes de satélite, de datos de temperatura ambiente y de la velocidad del viento. Con esta herramienta se obtienen los valores óptimos de irradiación solar, inclinación y orientación necesarios según la localización para realizar el diseño de una instalación.

Las coordenadas geográficas de la superficie útil en la que se colocan los módulos fotovoltaicos son las siguientes:

Latitud = 37,6274 grados

Longitud = -0,8935 grados

Se introducen estas coordenadas en PVGIS y se obtienen los siguientes valores óptimos para la instalación fotovoltaica en la parcela:

Tabla 1. Valores óptimos de la instalación fotovoltaica. Fuente: PVGIS y propia.

Ángulo óptimo de inclinación (°)	35
Ángulo de acimut (°)	0
Producción anual de energía fotovoltaica (kWh)	1759,56
Irradiación anual en el plano (kWh)	2129,03

Por tanto, para un ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos de 35 grados se obtienen los datos de irradiación solar en kWh/m^2 en cada mes como se observa en la Figura 22.

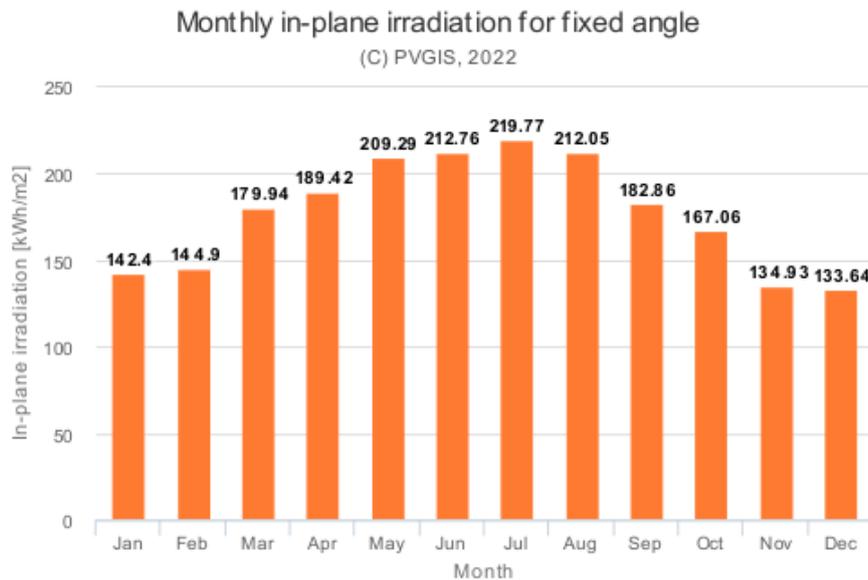


Figura 22. Irradiación solar mensual en kWh/m². Fuente: PVGIS.

Con estos valores se calcula el número de horas de sol pico que se producen mes a mes en la parcela a través de la Expresión 1. La suma de todos los valores de cada mes son las horas de sol pico anuales (*HSP/año*) que se utilizan para calcular posteriormente el número necesario de módulos fotovoltaicas y la potencia de la instalación.

Las horas de sol pico son la cantidad de energía solar que recibe un metro cuadrado de superficie y varían según la localización y la época del año, por eso se hace uso de la herramienta PVGIS. Se miden en una unidad de medida de irradiación (energía) suponiendo una radiación solar (potencia) constante de 1000 W/m² durante 1 hora (ABB).

$$HSP/mes (h) = \frac{E (Wh/m^2)}{1000 (W/m^2)} \quad (1)$$

Siendo:

- *HSP/mes*: número de horas de sol pico que se producen en un mes según la latitud y la longitud del lugar donde se instalan los módulos.
- E: irradiación solar mensual (Wh/m²).

8.4 Orientación óptima

Los paneles fotovoltaicos fijos deben tener una orientación tan meridional como sea posible en el hemisferio norte para obtener una mejor insolación de la superficie del panel durante el mediodía y en general al término del día (ABB).

La orientación de los paneles se indica con el ángulo de acimut de desviación respecto a la dirección óptima hacia el norte para enclaves en el hemisferio norte (ABB).

El valor del ángulo de acimut para la instalación proporcionado por PVGIS es de cero grados, por lo que la orientación óptima de los paneles solares será orientación norte-sur.

8.5 Elección de las placas fotovoltaicas

Para hacer la elección de las placas fotovoltaicas más adecuadas se ha decidido elegir las entre algunas de las empresas que se encuentran mejor posicionadas en el mercado actual. Para ello se ha estudiado la lista de Tier 1 (Techno Sun, 2021) en la cual se muestran las empresas mejor posicionadas en la industria durante el último año según unos estudios basados en la financiación de proyectos con estas empresas. Jinko Solar, JA Solar y Trina Solar son las elegidas, pues están ya consolidadas en el mercado y ofrecen una gran fiabilidad y seguridad para los próximos años en sus módulos fotovoltaicos.

Tabla 2. Listado de Tier 1, diciembre 2021. Fuente: SunFields y propia.

Fabricantes Tier 1 - Q4 2021			
SunPower/Maxeon	Jinko	LONGi	Trina
Jinergy	Seraphim	Canadian Solar	DMEGC
HT-SAAE	Jollywood	URE	Leapton
Exiom Group	ZNSHine	AE Solar	S-Energy
Phono Solar	VSUN Solar	Astronergy	Recom
Risen	ET Solar	Waaree	Photowatt
QCells	JA Solar	Hansol Technics	Renesola Yixing
Suntech	Jetion	Adani	Sharp
First Solar	Vikram Solar	Boviet	Swelect
Talesun	Eging		

Las características principales que determinan qué placa elegir son su eficiencia y, sobre todo, su potencia pico máxima que permite conocer la potencia de la instalación una vez conocidas el número de placas a instalar. También son importantes la tensión de máxima potencia y la corriente de máxima potencia que posteriormente se utilizarán para el cálculo de la distribución de los módulos fotovoltaicos y la elección de los elementos eléctricos de la instalación.

Se muestra una comparativa de diferentes placas solares con sus principales características en la Tabla 3.

Tabla 3. Opciones de módulos fotovoltaicos a elegir. Fuente: propia.

	JINKO SOLAR JKM405M-72H-V	JA SOLAR JAM72S10-410W	TRINA SOLAR TSM-DE17M(II)-450W	JA SOLAR JAM72S20-450/MR
Tipo de célula	Monocristalina	Monocristalina	Monocristalina	Monocristalina
Máxima potencia (W)	405	410	450	450
Tensión de máxima potencia (V)	42	41,6	41	41,52
Corriente de máxima potencia (A)	9,65	12,97	10,98	10,84
Tensión de Circuito Abierto (V)	50,1	42,74	49,6	49,7
Corriente de Cortocircuito (A)	10,48	10,34	11,53	11,36
Eficiencia (%)	20,13	20,2	20,6	20,3
Dimensiones (mm)	2008 x 1002 x 40	2015 x 996 x 40	2102 x 1040 x 35	2112 x 1052 x 35
Precio (€)	155,03	158,86	180	212,44

La gran superficie que se tiene de 848 m² útiles permite hacer una búsqueda de placas solares de diferente potencia, pues el espacio en un principio no es un factor limitante. En primer lugar, se eligen placas de una potencia en torno a los 400 W y que cuenten con una alta eficiencia, en torno a un 20%.

Por otro lado, se buscan también placas de una mayor potencia para así colocar un menor número de estas y tener menos problemas a la hora de elegir distintas distribuciones de la instalación al colocar los módulos entre sí en serie y paralelo.

Es por esto último mencionado que se decide escoger el modelo de placa solar TSM-DE17M(II)-450W de la empresa Trina Solar de potencia pico máxima 450 W. Comparando con otras placas de igual potencia se observa que esta placa es la mejor posicionada en cuanto a una relación eficiencia-precio con respecto a las demás en el mercado actual.

8.6 Elección de la estructura soporte de las placas fotovoltaicas

Para seleccionar la estructura de los módulos fotovoltaicos, se comparan dos tipos distintos de estructuras.

- Estructura metálica: estructura que ofrece consistencia mecánica a las placas solares gracias al buen sistema de anclaje al suelo que necesitan.
- Estructura hormigón: estructura que permite colocar las placas solares sobre suelo sin necesidad de anclarlas al mismo gracias a su peso propio.

Se opta por utilizar estructuras de hormigón en la instalación por los siguientes motivos:

- Estructuras más económicas que las metálicas.
- El suelo de la instalación es adecuado para este tipo de estructuras.
- Se evita la obra de anclaje en el suelo.

La empresa Solarbloc (SolarBloc, s.f.) es la empresa pionera de este tipo de estructuras de hormigón y por eso se opta por utilizarlos de esta empresa. Para colocar los módulos fotovoltaicos en serie, estos bloques tienen ya determinados unos ángulos de inclinación. Entre

las distintas opciones, la estructura de hormigón que mejor se adapta a nuestra instalación es la de 18 grados de ángulo de inclinación.

Por tanto, el ángulo de inclinación con el cual se colocan las placas solares de la instalación es de 18 grados frente a los 35 grados óptimos que se obtienen del cálculo con PVGIS.



Figura 23. Soportes de hormigón para placas fotovoltaicas. Fuente: SolarBloc.

9 Estudio del diseño de la instalación fotovoltaica

9.1 Cálculo del número de placas fotovoltaicas necesarias

A continuación, se realizan los cálculos apropiados para determinar el número de placas solares que necesita la instalación y, con ello, conocer la potencia de la instalación.

Todos los valores de los cálculos se encuentran detallados en el Anexo B. Los pasos para seguir para obtener el número de placas solares son los siguientes:

- Se calculan las horas de sol pico al año gracias a los valores de irradiación.
- Se estudia el consumo total anual y diurno que tiene el colegio.
- Se establece una demanda objetivo.
- Se calcula la energía que genera cada placa solar anualmente.
- Se calcula el número de placas necesario para cubrir la demanda objetivo.
- Se calcula la potencia de la instalación.

En primer lugar, se debe tener muy claros cuáles son los criterios de diseño de la instalación fotovoltaica. Se tienen módulos fotovoltaicos de 450 W de potencia, y se han calculado los valores de irradiación y de inclinación óptimos para la instalación fotovoltaica con PVGIS. Se destaca que, aunque el ángulo óptimo de inclinación para los módulos es de 35 grados, debido a la elección de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos, el ángulo de inclinación que se utiliza finalmente para las placas solares es de 18 grados.

Como se ha explicado en el Apartado 7.4, con el fin de obtener beneficios económicos con la venta de excedentes a la red, se sobredimensiona la instalación cubriendo un 150% del consumo anual, es decir, cubriendo una media de 55.500 kWh al año.

Una vez aclarados y conocidos todos estos datos, se calcula la energía en kWh que genera cada uno de los módulos a través de la Expresión 2:

$$Energía_{modulo} = Potencia_{modulo} \times HSP/año \times PR \quad (2)$$

Siendo:

- $Energía_{modulo}$: energía en kWh que genera cada uno de los módulos a lo largo del año.
- $Potencia_{modulo}$: valor de potencia pico máxima que tienen los módulos fotovoltaicos de la instalación en vatios (W).
- $HSP/año$: número de horas de sol pico que se producen en un año según la latitud y la longitud del lugar donde se instalan los módulos.
- PR (*Performance Ratio*): coeficiente de rendimiento de la instalación fotovoltaica. Es un valor que se toma de la base de datos de la plataforma PVGIS y

corresponde con un 75 %. Tiene en cuenta las pérdidas que se producen por la variación de temperatura y radiación solar con respecto a los valores estándar, las pérdidas por suciedad o las pérdidas que se produce por los concentradores, inversores y cables.

Tabla 4. Energía generada por cada módulo fotovoltaico. Fuente: propia.

Ángulo	18°
Energía módulo (kWh)	696,41

Para conocer el número de módulos fotovoltaicos que se necesitan para poder cubrir la demanda objetivo en kWh, basta con dividir este valor por la energía que genera un solo módulo en kWh como se observa en la Expresión 3:

$$N_{\text{módulos}} = \frac{\text{Demanda}_{\text{objetivo}} \text{ (kWh)}}{\text{Energía}_{\text{módulo}} \text{ (kWh)}} \quad (3)$$

Siendo:

- $N_{\text{módulos}}$: número de módulos fotovoltaicos que componen la instalación.
- $\text{Demanda}_{\text{objetivo}}$: cantidad de energía en kWh que se pretende cubrir con la generación de energía a través de los módulos fotovoltaicos anualmente.
- $\text{Energía}_{\text{módulo}}$: energía en kWh que genera cada uno de los módulos a lo largo del año.

Tabla 5. Número de módulos necesarios para la instalación. Fuente: propia.

Ángulo	18°
Número de módulos	80

Una vez se conoce el número de módulos, se calcula la potencia total de la instalación fotovoltaica mediante la Expresión 4:

$$\text{Potencia}_{\text{instalación}} = N_{\text{módulos}} \times \text{Potencia}_{\text{módulo}} \quad (4)$$

Siendo:

- $\text{Potencia}_{\text{instalación}}$: potencia total de toda la instalación, medida en W.
- $N_{\text{módulos}}$: número de módulos fotovoltaicos que componen la instalación.
- $\text{Potencia}_{\text{módulo}}$: potencia pico máxima que tienen los módulos fotovoltaicos de la instalación (W).

Tabla 6. Potencia final de la instalación. Fuente: propia.

Ángulo	18°
Potencia instalación (kW)	35,84

Cabe mencionar que tanto el número de módulos como la potencia de la instalación pueden variar en función de la distribución serie-paralelo de los módulos fotovoltaicos y según el cálculo de los elementos eléctricos.

9.2 Cálculo de la separación entre filas de placas

Se debe calcular la distancia que hay que dejar entre las distintas filas de módulos fotovoltaicos para que no se generen sombras de unos a otros y se pierda así eficiencia en la generación de energía.

El cálculo de la separación mínima que debe existir entre las distintas filas de módulos fotovoltaicos se calcula siguiendo el proceso especificado en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red publicado por el IDAE (IDAE, 2011).

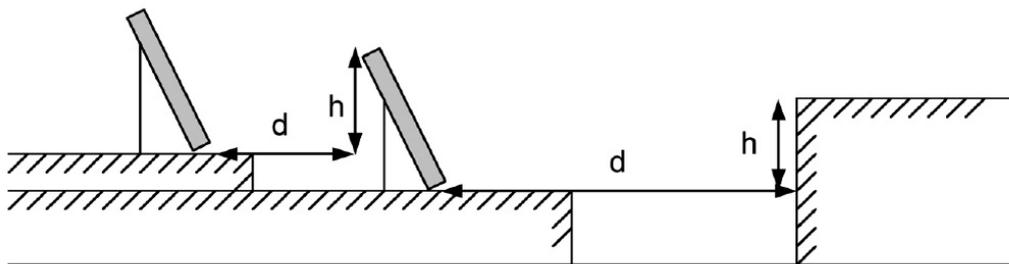


Figura 24. Esquema distancia mínima de separación entre módulos. Fuente: IDAE.

La distancia mínima (d) que debe haber entre filas de módulos debe ser como mínimo igual a $k \times h$, siendo k un factor adimensional que se calcula con la Expresión 5:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 37,6274)} = 2,32 \quad (5)$$

Y siendo h la altura desde la horizontal hasta el punto más alto del módulo. Este valor se calcula mediante trigonometría teniendo en cuenta que el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos es de 18.

Una vez calculada la altura, se puede determinar finalmente la distancia mínima que debe existir entre las distintas filas de placas solares.

En la Tabla 7 se muestran los valores calculados tanto para placas solares colocadas verticalmente como para placas solares colocadas de horizontalmente, pues la distancia mínima varía según una disposición de las placas u otra.

Tabla 7. Resumen cálculos de separación entre filas de placas FV. Fuente: propia.

Placa FV colocada Verticalmente	Placa FV colocada Horizontalmente
$h = \sin(18^\circ) \times (\cos(18^\circ) \times 2,102)$ $= 0,65 \text{ m}$	$h = \sin(18^\circ) \times (\cos(18^\circ) \times 1,040)$ $= 0,31 \text{ m}$
$d = k \times h = 2,32 \times 0,65 = 1,51 \text{ m}$	$d = k \times h = 2,32 \times 0,31 = 0,72 \text{ m}$

Finalmente se redondean los valores a una distancia mínima entre filas de 1,60 metros para módulos fotovoltaicos verticales y 0,80 metros para módulos fotovoltaicos horizontales para así asegurar aún más que ninguna fila de módulos provocará sombra a la que se encuentra detrás suya.

9.3 Cálculo y distribución del número de strings

Una vez conocidos el número de módulos y la potencia de la instalación fotovoltaica, se calcula cuál será la distribución más adecuada de los módulos en la parcela según el espacio disponible. Para ello, paralelamente se eligen también los concentradores lineales de primer nivel e inversor.

- **Strings:** se denomina *string* al conjunto de módulos fotovoltaicos que se encuentran en una misma línea conectados en serie entre sí. Al estar los módulos conectados en serie, la tensión de un *string* será la suma de las tensiones de todos los módulos que lo forman. La corriente será la misma que la de cada uno de los módulos.
- **Concentradores** lineales primer nivel: cajas de conexión que cuentan con protección que unifican líneas de cable que le llegan de diferentes líneas de *strings*.
- **Inversor:** elemento que se encarga de transformar la corriente continua en corriente alterna para su uso final por el usuario.

Elegir cómo se van a colocar los módulos fotovoltaicos y como se van a conectar entre sí es un proceso complejo, pues son muchas las alternativas que se pueden dar y las condiciones para tener en cuenta. Las características técnicas tanto de los concentradores lineales como del inversor están relacionadas con la tensión y corriente que se produce según las diferentes distribuciones serie-paralelo de los *strings*.

Es por esto por lo que no se puede elegir por ejemplo un inversor sin conocer cuál va a ser el concentrador, ni, por ejemplo, elegir un concentrador si no se conoce la distribución serie-paralelo de los módulos. Por tanto, entramos en un proceso de iteración buscando la mejor combinación posible entre *strings*, concentrador e inversor.

Para poder realizar un estudio de las diferentes distribuciones posibles de *strings* es imprescindible conocer los valores de tensión y corriente máxima de cada módulo fotovoltaico. En nuestro caso:

Tensión de máxima potencia = 41 V

Corriente de máxima potencia = 10,98 A

En primer lugar, se tiene que elegir cuantos módulos fotovoltaicos van a conectarse en serie entre sí formando una línea de *string*. La tensión generada por una línea de *strings* es la suma de las tensiones de todos los módulos que lo componen y la corriente es la misma que la de un módulo ya que se encuentran en serie (Tabla 8).

Se decide por tanto que, para el espacio del que se dispone, la mejor opción es colocar *strings* de 12 módulos fotovoltaicos colocados verticalmente en serie. Por tanto, al estar colocados en forma vertical, la distancia mínima que debe haber entre los distintos *strings* para que no provoquen sombras entre sí debe ser de 1,60 metros de distancia (Apartado 9.2).

Tabla 8. Valores de tensión y corriente para 12 módulos en serie. Fuente: propia.

12 MÓDULOS EN SERIE	
Suma tensiones string (V)	492
Corriente string (A)	10,98

En un segundo nivel de tensiones y corrientes, se elige el número de líneas de *strings* que se colocan en paralelo entre sí y que no generan problemas de espacio a la hora de colocarlas en el terreno. Se elige una distribución de 3 *strings* en paralelo cuyas líneas de cableado irán directamente a un concentrador lineal de primer nivel. En este caso, al estar en paralelo las tensiones son las mismas y las corrientes se suman (Tabla 9).

Tabla 9. Valores de tensión y corriente para 3 líneas de strings en paralelo. Fuente: propia.

SEGUNDO NIVEL							
PARALELO	2	3	4	5	6	7	8
Tensión (V)	492	492	492	492	492	492	492
Corriente (A)	21,96	32,94	43,92	54,9	65,88	76,86	87,84

Finalmente se calcula qué cantidad de bloques de 3 líneas de *strings* en paralelo se deben conectar entre sí también en paralelo a través de concentradores lineales que irán directamente conectados al inversor. Es decir, se determina el número de entradas que se necesitan en el inversor y a la misma vez se determina el número exacto de módulos que requiere esta instalación. Se eligen 2 concentradores lineales en paralelo. Aquí las tensiones siguen siendo las mismas y se suman de nuevo las corrientes al estar en paralelo (Tabla 10).

Tabla 10. Valores de tensión y corriente para 6 líneas de strings en 2 bloques en paralelo.
Fuente: propia.

TERCER NIVEL										
2	paralelo	Tensión (V)	492	492	492	492	492	492	492	492
		Corriente (A)	43,92	65,88	87,84	109,8	131,76	153,72	175,68	
		Nº placas	48	72	96	120	144	168	192	
3	paralelo	Tensión (V)	492	492	492	492	492	492	492	
		Corriente (A)	65,88	98,82	131,76	164,7	197,64	230,58	263,52	
		Nº placas	72	108	144	180	216	252	288	
4	paralelo	Tensión (V)	492	492	492	492	492	492	492	
		Corriente (A)	87,84	131,76	175,68	219,6	263,52	307,44	351,36	
		Nº placas	96	144	192	240	288	336	384	

9.4 Cálculo y elección de los concentradores lineales de primer nivel

Una vez elegida la distribución de *strings* más adecuada, se hace la selección de los concentradores lineales ya que se conoce el número de entradas necesarias por cada uno de ellos y los valores de entrada que deben aceptar.

Los concentradores lineales son cajas de conexión que se encargan de unificar líneas de cableado procedentes de los diferentes *strings* para así desde su salida llevar menos líneas de cable a la entrada del inversor. Además, los concentradores lineales cuentan con protección propia, de manera que, en caso de algún fallo en algún módulo de alguno de los *strings*, solo se vería afectada la parte de la instalación conectada a ese concentrador, manteniéndose el funcionamiento del resto de la instalación sin verse afectado.

Por esta última razón, como una mayor toma de medida de seguridad para la instalación fotovoltaica, se colocan dos concentradores lineales a los que a cada uno le llegan las líneas de cable de tres *strings*. Por tanto, el inversor que se elija debe tener dos entradas como mínimo (una por cada concentrador).

Se elige el concentrador DC-CMB-U10-16 ya que es un convertidor que cuenta con 16 entradas, más que suficientes para lo que se necesita en la instalación y, lo más importante, tiene un valor máximo de tensión de entrada de 1000 V. Como se ha visto en el apartado anterior, la tensión de entrada a los convertidores es de 492 V, por lo que el modelo elegido cumple perfectamente con las especificaciones requeridas por la distribución de la instalación. Además, los concentradores cuentan con protección IP54, que garantiza una protección completa frente a polvo y humedad, algo muy importante debido al terreno en el que se van a colocar.

9.5 Cálculo y elección del inversor

El inversor es el elemento que permite transformar la corriente continua que le llega a su entrada en corriente alterna a su salida para poder ser utilizada por los usuarios.

Se selecciona un inversor que cuente como mínimo con dos entradas. Este inversor se debe conectar mediante una línea trifásica al cuadro de conexión a red a una tensión de 400V.

Se calculan a continuación los parámetros que debe cumplir el inversor en función del número de *strings* y su conexión serie-paralelo. Para ello se deben conocer los valores de corriente y tensión que se tienen a la entrada del inversor para posteriormente compararlos con los valores de la ficha técnica del mismo.

Se calcula la corriente de entrada total (I_c) que llega al inversor, destacando que esta corriente llega al propio inversor a través de dos entradas, una desde cada concentrador lineal:

$$I_c = I_{oc} \times 6 \text{ strings} = 65,88 \text{ A} \quad (6)$$

Siendo:

- I_{oc} : corriente de máxima potencia del módulo fotovoltaico.

Se calcula también la tensión de entrada que llega al inversor (V_c):

$$V_c = V_{oc} \times 72 \text{ módulos} = 492 \text{ V} \quad (7)$$

Siendo:

- V_{oc} : tensión de máxima potencia del módulo fotovoltaico elegido para la instalación.

Para conocer el valor de potencia máxima de corriente continua que tiene la instalación se calcula primero la corriente máxima de cortocircuito ($I_{sc_{max}}$):

$$I_{sc_{max}} = I_{sc} \times 6 \text{ strings} = 69,18 \text{ A} \quad (8)$$

Siendo:

- I_{sc} : corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico elegido para la instalación.

Finalmente, se obtiene la potencia máxima de corriente continua de la instalación fotovoltaica (Pot_{max}):

$$Pot_{max} = I_{sc_{max}} \times V_c = 34,04 \text{ kW} \quad (9)$$

Por tanto, estos son los valores que permiten realizar la elección de un inversor que se adapte a las condiciones requeridas por la instalación fotovoltaica. Se elige el inversor 33TL M de la marca Ingecon Sun que, como se observa en la Tabla 11 cumple con todos los requisitos calculados anteriormente:

Tabla 11. Datos de entrada y salida del INVERSOR. Fuente: propia.

	33TL M
VALORES ENTRADA (DC)	
Rango potencia recomendado	34-45 kW
Rango tensión (V)	200-820
Tensión máxima (V)	1000
Corriente máxima (A) por entrada	40
Entradas con conectores fotovoltaicos por entrada	5
MPPT	2
VALORES SALIDA (AC)	
Potencia nominal	33 kW
Corriente máxima (A)	48
Tensión nominal (V)	400

Cabe destacar que la tensión nominal de salida del inversor es de 400 V. Este valor debe ser igual que el valor de tensión de salida del Cuadro de Conexión a la Red eléctrica. En este caso, 400 V en conexión trifásica en Baja Tensión, por lo que, junto con los cálculos realizados en las Expresiones anteriores se puede concluir que el inversor elegido cumple con todos los criterios requeridos por la instalación fotovoltaica.

Ahora se realiza una comprobación posterior a la elección del inversor, estudiando de forma inversa si el número de módulos fotovoltaicos por líneas de *strings* es adecuado según admite el inversor elegido.

Se necesita conocer las temperaturas máxima y mínima en la localización de la instalación por lo que se recopilan los datos de los últimos años de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). (Agencia Estatal de Meteorología, 2022).

Temperatura máxima = 36 °C

Temperatura mínima = 0,6 °C

Se calcula con las expresiones siguientes y con los datos de la Tabla 11 la potencia máxima, la tensión mínima y la tensión máxima de funcionamiento respectivamente para un módulo fotovoltaico según sus coeficientes de temperatura, -0,34%/°C para la potencia máxima y -0,25%/°C para la tensión de funcionamiento.

$$Potencia_{m\acute{a}x} = 450 \times (1 - 0,0034 \times (0,6 - 25)) = 487,33 \text{ W}$$

$$Tensi\acute{o}n_{m\acute{i}n} = 41 \times (1 - 0,0025 \times (36 - 25)) = 39,87 \text{ V}$$

$$Tensi\acute{o}n_{m\acute{a}x} = 41 \times (1 - 0,0025 \times (0,6 - 25)) = 43,50 \text{ V}$$

Finalmente se calcula el número mínimo y máximo de paneles en serie que se pueden conectar entre sí por cada *string* comprobando que los 12 módulos en serie calculados en el estudio del diseño de la instalación fotovoltaica son correctos.

- Número máximo de módulos que soporta el inversor según su potencia máxima (45 kW).

$$N^{\circ} \text{ máximo paneles} = \frac{45000}{487,33} = 92,34 \approx 92$$

- Número mínimo de módulos conectados en serie por *string* que soporta el inversor según su tensión mínima de funcionamiento (200 V).

$$N^{\circ} \text{ mínimo paneles por string} = \frac{200}{39,87} = 5,01 \approx 5$$

- Número máximo de módulos conectados en serie por *string* que soporta el inversor según su tensión máxima de funcionamiento (800 V).

$$N^{\circ} \text{ máximo paneles por string} = \frac{800}{43,50} = 18,39 \approx 18$$

Por tanto, el esquema de la distribución final de la instalación fotovoltaica queda de la siguiente manera:

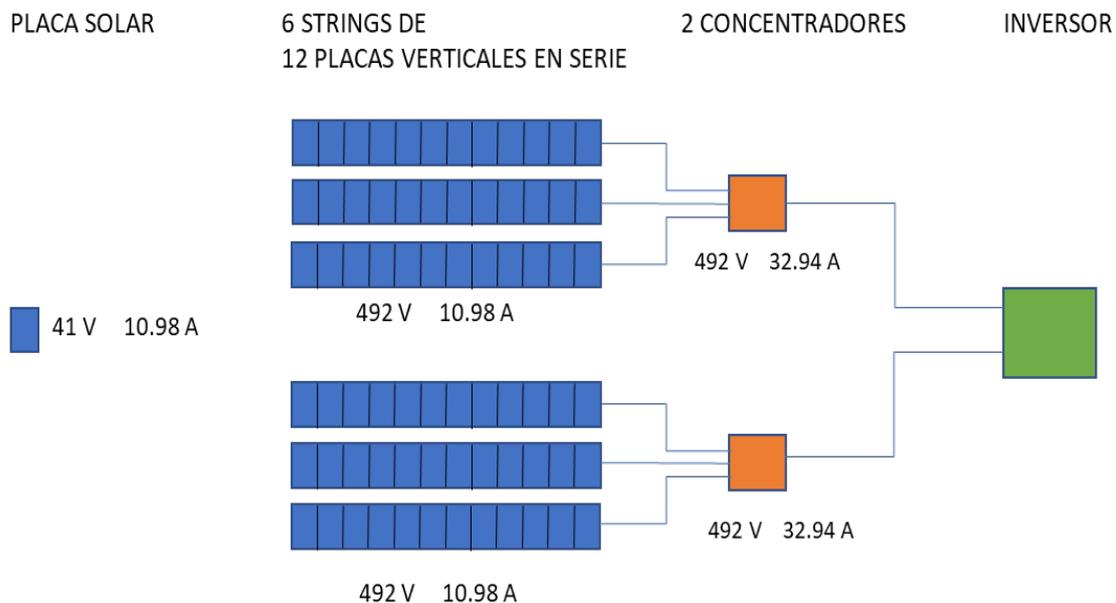


Figura 25. Esquema de la distribución final de la instalación FV. Fuente: propia.

De esta forma, se observa finalmente que, tras realizar todo el diseño de la instalación fotovoltaica, se tiene un número de módulos fotovoltaicos menor que el estimado inicialmente según los cálculos. **Al tener 12 módulos por cada *string* y 6 líneas de *strings*, se tiene un total de 72 módulos fotovoltaicos, lo que implica una potencia final de la instalación de 32,4 kW.**

Estos 6 *strings* están divididos en 2 bloques en paralelo conectados cada uno de ellos a un concentrador lineal. En cada bloque se encuentran 3 líneas de *strings* colocadas en paralelo entre ellas. Esto supone finalmente cubrir una demanda anual con la instalación fotovoltaica de un 130 %. Todos estos cálculos se muestran en el Anexo de cálculo B.

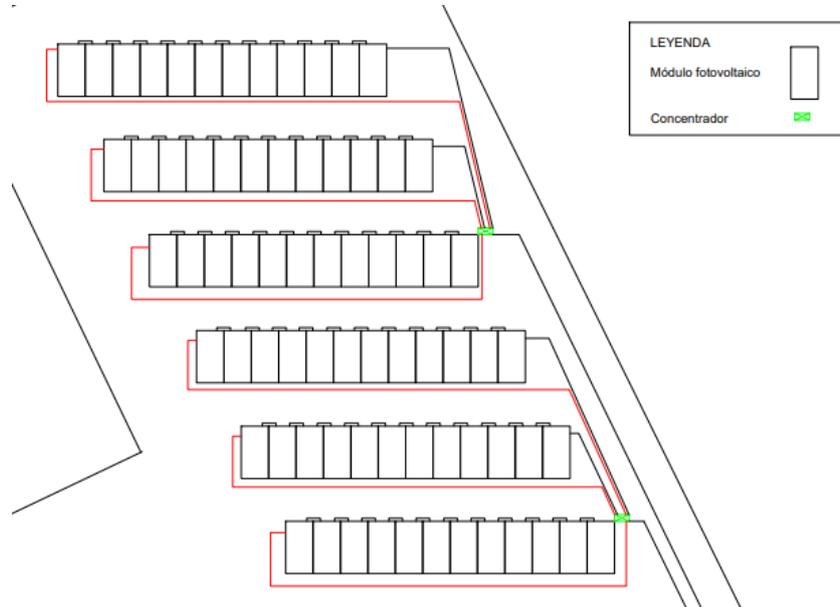


Figura 26. Detalle del Plano 3 de la distribución de los módulos fotovoltaicos. Fuente: AutoCad y propia.

Cabe mencionar que, una vez realizado todo el estudio de la instalación fotovoltaica y conocida la distribución de los *strings* en la parcela como se observa en la Figura 26, de los 848 m² de superficie útil solo se ha hecho uso de 577 m². Esto significa que se ocupa un 68 % de la superficie útil de la parcela con la instalación fotovoltaica, dejando así abierta al colegio la posibilidad de aumentar en un futuro la instalación fotovoltaica pudiendo instalar un mayor número de módulos fotovoltaicos.

Finalmente, en la Figura 27 se observa la cantidad de energía generada por la instalación fotovoltaica y los consumos que tiene el colegio. Se observa claramente la gran cantidad de excedentes que se generan que se pueden vender a la red y con los que conseguir beneficios. Se destaca que, si se consigue reducir el consumo en horario extraescolar que tiene el colegio en horas valle de madrugada, siendo esas las únicas horas en las que el colegio deberá comprar electricidad, cuánto menor consumo exista en esas horas, la compensación entre la compra de electricidad y la venta de excedentes será aún más beneficiosa económicamente.

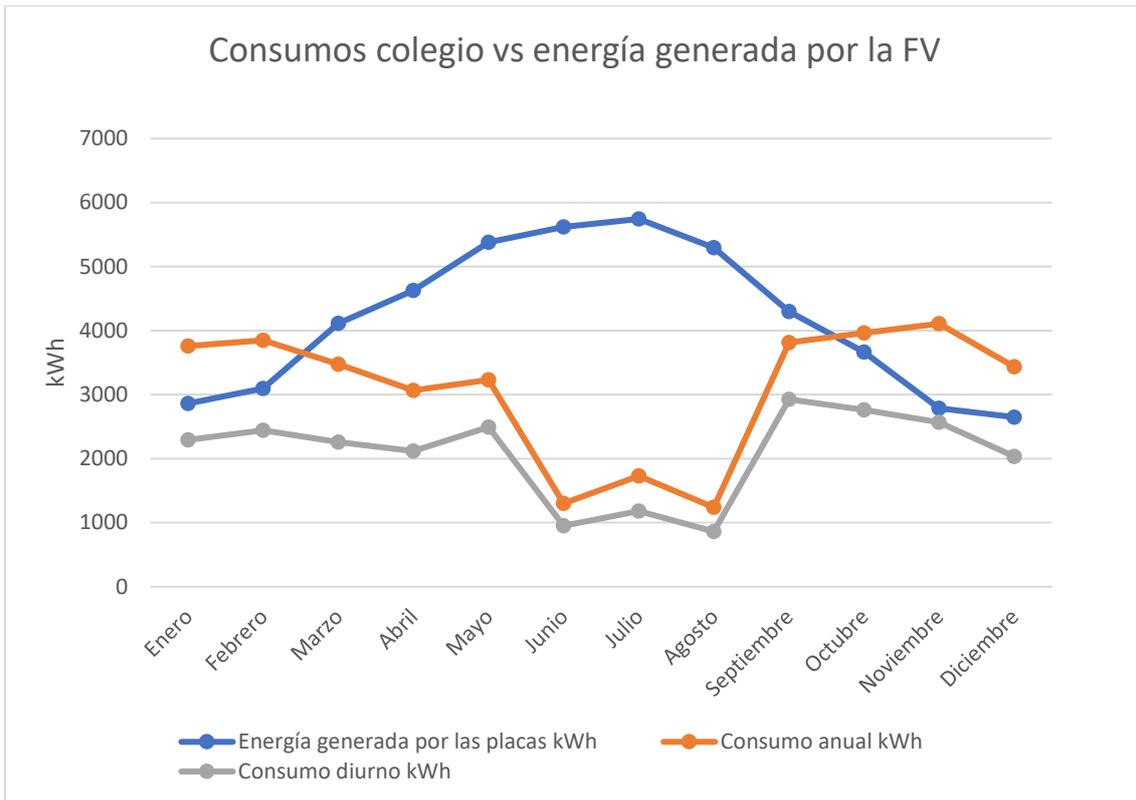


Figura 27. Consumos colegio vs energía generada por la instalación FV. Fuente: propia.

10 Cálculo de la instalación eléctrica

El alcance de los cálculos de la instalación eléctrica en este Trabajo Fin de Grado es hasta la salida en corriente alterna del inversor, no se realizan los cálculos de adecuación de conexionado al cuadro eléctrico.

Una vez diseñada la instalación fotovoltaica, se realizan los cálculos del dimensionado del cableado y de la puesta a tierra de la instalación. Para abordar estos cálculos se plantean dos opciones distintas de cálculo teniendo en cuenta la localización del Cuadro de Conexión a Red (Figura 16):

- **Opción A:** se coloca el inversor lo más cerca posible del cuadro de conexión a red con la finalidad de obtener la menor caída de tensión posible en la instalación.
- **Opción B:** se coloca el inversor al lado de los concentradores con la finalidad de obtener los menos metros posibles de cableado.



Figura 28. Localización inversor Opción A vs Opción B. Fuente: Google Maps y propia.

10.1 Dimensionado del cableado

La instalación consta de dos tramos principales de cableado distintos. La primera parte de cableado es en corriente continua hasta la entrada al inversor. La parte que va desde el inversor al cuadro de conexión a red es en corriente alterna.

10.1.1 Material conductor

Se tiene para elegir dos tipos de materiales básicos: cobre y aluminio.

El cobre es el elemento principal utilizado en las instalaciones. Es ideal por su ductilidad y por su buena resistencia mecánica y frente a la corrosión. Además, tiene alta resistencia a la tracción por lo que su desgaste suele ser mínimo. El aluminio tiene buenas propiedades mecánicas pero inferiores a las del cobre. Sin embargo, se corroe con facilidad sin presencia de oxígeno (José Roger Folch, 2021).

El material por utilizar para el cableado de la instalación es por tanto el cobre, como se especifica además en el apartado 5.5.2 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE: “Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos” (IDAE, 2011).

10.1.2 Aislante para el conductor

Los aislantes eléctricos se colocan alrededor de los conductores para así impedir que circule corriente fuera de estos. Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE: “Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123” (IDAE, 2011).

Los aislantes más utilizados son los termoplásticos y los termoestables.

Los termoplásticos son materiales que pierden su resistencia mecánica al calentarse. El tipo de aislamiento de este material que se utiliza en B.T. es el Cloruro de polivinilo (PVC) aunque debido a factores medioambientales se encuentra cada vez más en desuso.

Los termoestables son materiales plásticos que consiguen evitar su fusión o deformación al someterse a altas temperaturas. El material más utilizado es el Polietileno Reticulado (XLPE) que constituye un excelente aislante eléctrico.

El PVC fija una temperatura límite en funcionamiento normal de 70°C y el XLPE fija una temperatura de 90°C. En caso de cortocircuitos, la temperatura límite del PVC es de 160°C y la del XLPE de 250°C como se especifica en el Libro de Tecnología Eléctrica (José Roger Folch, 2021).

Por todo esto, se elige de material aislante para los conductores de la instalación el aislante XLPE2 para cableado en monofásica y el aislante XLPE3 para cableado en trifásica.

10.1.3 Tipo de conductor

Los conductores pueden ser unipolares o multipolares. Como norma general, las líneas de conductores en continua suelen estar asignadas a cables con secciones bajas. Este tipo de cables suelen ser multipolares. Para secciones más elevadas (se toman como valor orientativo secciones a partir de 35 mm²) se asignan cables unipolares. Estos cables suelen estar asociados a corriente alterna.

Aunque una línea esté calculada para cable multipolar, se pueden utilizar cables unipolares en ella puesto que estos soportan mayor intensidad admisible. Por eso se diseña al principio toda

la instalación para cables multipolares. Si las secciones necesarias según los criterios de cálculo se encuentran por encima de 35 mm^2 , se utilizarán entonces cables unipolares.

10.2 Criterios de cálculo

Una vez se establecen material conductor y tipo de aislamiento, se calculan las secciones necesarias para el cableado de la instalación por tramos según los criterios que exige la normativa. Esta normativa exige que el conductor de una línea eléctrica cumpla, como se explica en el libro de Tecnología Eléctrica (José Roger Folch, 2021), con los dos siguientes criterios:

- **Criterio térmico:** que la sección sea suficiente para que en funcionamiento normal no se supere una temperatura limitada por el tipo de aislamiento.
- **Criterio de caída de tensión:** las líneas deben tener una caída de tensión inferior a un determinado valor según el tipo de línea.

Los distintos tramos de cableado que se tienen en la instalación son los siguientes:

- **Tramo 1:** Línea desde string 1 – Concentrador lineal 1.
- **Tramo 2:** Línea desde string 2 – Concentrador lineal 1.
- **Tramo 3:** Línea desde string 3 – Concentrador lineal 1.
- **Tramo 4:** Línea desde string 4 – Concentrador lineal 2.
- **Tramo 5:** Línea desde string 5 – Concentrador lineal 2.
- **Tramo 6:** Línea desde string 6 – Concentrador lineal 2.
- **Tramo 7:** Línea desde Concentrador lineal 1 – Inversor.
- **Tramo 8:** Línea desde Concentrador lineal 2 – Inversor.
- **Tramo 9:** Línea desde Inversor – Cuadro de Conexión a Red.

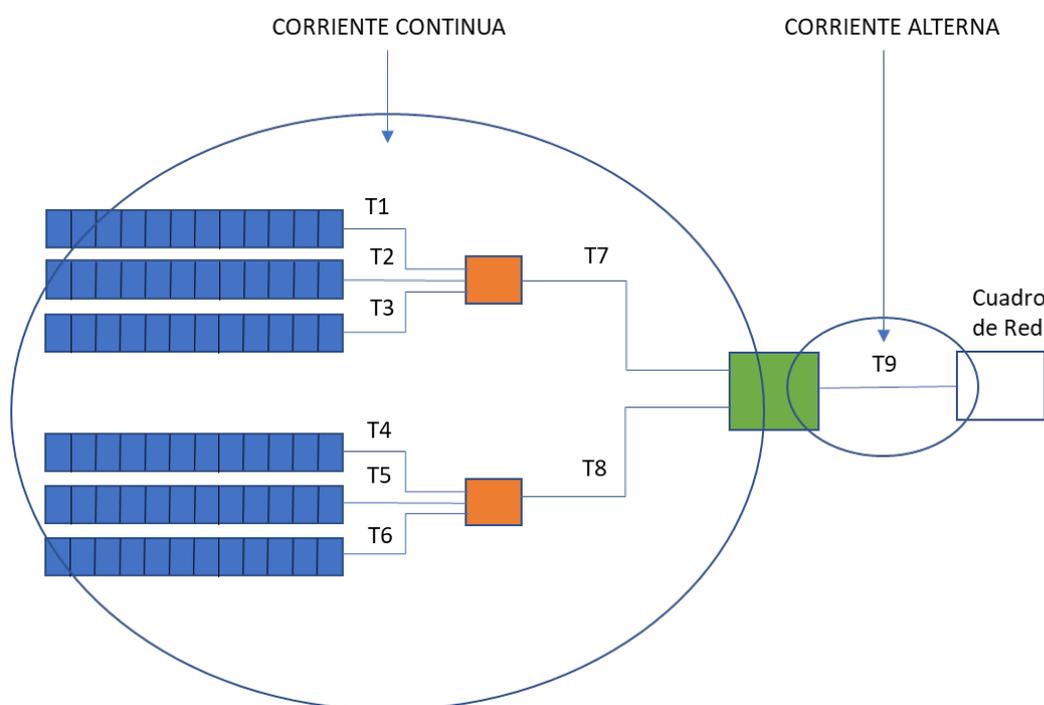


Figura 29. Esquema tramos de cableado de la instalación FV. Fuente: propia.

Cabe destacar que las líneas de todos los tramos son líneas de cableado en monofásica a excepción del Tramo 9 que es en corriente trifásica ya que el inversor es trifásico y que los tramos 7, 8 y 9 irán enterrados por zanja.

10.2.1 Criterio Térmico

Con este criterio se busca calcular las secciones adecuadas para los conductores para que en funcionamiento normal el conductor no supere una cierta temperatura.

La forma práctica de proceder consiste en recurrir a condiciones normalizadas de instalación. Se recurre a las tablas del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión siguiendo la norma UNE 20460 5.523 (2004) que proporcionan la intensidad admisible en función de la sección y del tipo de aislamiento del conductor (José Roger Folch, 2021).

Según el punto 5 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión: “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador” (Boletín Oficial de Estado, 2002).

Por tanto, se calculan la corriente de diseño y los coeficientes de corrección para determinar en las tablas de intensidades admisibles la sección necesaria para los conductores de cada tramo. Tabla A52-1 para conductores no enterrados a 30°C y Tabla A52-2 para conductores enterrados a 20°C.

La corriente de diseño se calcula mediante la Expresión 10:

$$I_B = 1,25 \times I_N \quad (10)$$

Siendo:

- I_B : corriente de diseño (A)
- I_N : corriente nominal (A)

Para determinar los coeficientes de corrección se utilizan las tablas 52-D1 y 52-E1 para conductores no enterrados (Referencia Método E cable multipolar al aire libre y Referencia Método F cable unipolar al aire libre) y las tablas 52-D2 y 52-E2 para conductores enterrados (Referencia Método D cable multipolar en conductos enterrados). Se calcula con la Expresión 11:

$$k = k_T \times k_A \quad (11)$$

Siendo:

- k : coeficiente de corrección.
- k_T : coeficiente de corrección por temperatura ambiente.
- k_A : coeficiente de corrección por agrupamiento de circuitos.

A partir de estos valores, sabiendo que se tiene una temperatura ambiente de 40°C y una temperatura del terreno de 25°C se obtienen las intensidades admisibles según las tablas A52-1 y A52-2 para cada tramo que determinan la sección normalizada necesaria para el conductor.

10.2.2 Criterio Caída de Tensión

A partir de las Expresiones 12 y 13 se puede calcular tanto la caída de tensión para un conductor dado como la sección necesaria de un conductor para una caída de tensión determinada (José Roger Folch, 2021).

En líneas trifásicas, la caída de tensión porcentual se calcula con la Expresión 12:

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U_n} \times 100 = \frac{L \times \rho \times P}{S \times U_n^2} \times 100 \quad (12)$$

Siendo:

- ε : caída de tensión porcentual (%)
- L: longitud de los conductores (m)
- ρ : resistividad del material ($\Omega \cdot mm^2/m$)
- P: potencia que pasa por el conductor (W)
- S: sección del conductor (mm^2)
- U_n : tensión nominal (V)

En líneas monofásicas, teniendo en cuenta el efecto de los dos conductores, se utiliza la Expresión 13 para calcular la caída de tensión porcentual.

$$\varepsilon = \frac{L \times \rho \times P}{S \times U_{nf}^2} \times 200 \quad (13)$$

Siendo:

- ε : caída de tensión porcentual (%)
- L: longitud de los conductores (m)
- ρ : resistividad del material ($\Omega \cdot mm^2/m$)
- P: potencia que pasa por el conductor (W)
- S: sección del conductor (mm^2)
- U_{nf} : tensión de fase (V)

En primera instancia se calculan las secciones que cumplen con las caídas de tensión límite que se especifican en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Posteriormente se normalizan las secciones para cada tramo de cableado y se calculan las caídas de tensión reales con dichas secciones con las expresiones 12 y 13. Todos estos cálculos se encuentran en el Anexo C.

El Punto 5 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión especifica que: “La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal” (Boletín Oficial de Estado, 2002).

Por tanto, los límites de caída de tensión porcentual que se establecen para la instalación por tramos son los siguientes:

- Caída de tensión porcentual para tramos desde *strings* – concentradores lineales: $\varepsilon < 0,5 \%$
- Caída tensión porcentual para tramos desde concentradores lineales – inversor: $\varepsilon < 1 \%$
- Caída tensión porcentual para tramo desde inversor – cuadro conexión a Red: $\varepsilon < 1,5 \%$

Como se observa en el Anexo C, en la opción A se tiene una mayor longitud de cableado, pero, al ser la mayoría de este en corriente continua, la caída de tensión porcentual acumulada es de 1,42%. Sin embargo, la opción B cuenta con menos longitud de cableado, pero la mayoría de este es en corriente alterna, por lo que caída de tensión porcentual acumulada es mucho mayor, un 2,43%.

Como el coste del cableado en corriente alterna es más elevado que el cableado en corriente continua y, sobre todo, se tiene una mayor caída de tensión porcentual cuanto mayor es la longitud de cableado en alterna, se decide optar por la Opción A. El inversor por tanto se coloca lo más cerca posible del cuadro de conexión a Red.

Tabla 12. Resumen cálculos eléctricos finales. Fuente: propia.

Línea de Continua	Longitud de Cableado (m)	Caída de Tensión Porcentual (%)	Sección final (mm ²)
Tramo 1	32	0,49	6
Tramo 2	23	0,35	6
Tramo 3	19	0,44	4
Tramo 4	32	0,49	6
Tramo 5	23	0,35	6
Tramo 6	19	0,44	4
Tramo 7	163	0,90	50
Tramo 8	150	0,83	50
Línea de Alterna			
Tramo 9	3	0,03	50

10.3 Protecciones

Cabe mencionar que en este Trabajo de Fin de Grado no se realiza el cálculo y dimensionado de las protecciones de la instalación fotovoltaica frente a sobreintensidades y sobretensiones. Aun así, he de destacar que la normativa a seguir para el cálculo de las protecciones se encuentra en el REBT ITC-BT-22 para sobreintensidades y en el REBT ITC-BT-23 para sobretensiones, utilizando un pequeño interruptor automático (PIA), un interruptor automático (IA) o un fusible gG en función de las necesidades específicas de la instalación como se explica en el libro de Tecnología Eléctrica (José Roger Folch, 2021).

De todas formas, tanto concentradores como inversor cuentan con protecciones propias. Las líneas que van de los *strings* a los concentradores ya están protegidas por estas cajas de conexión que cuentan con protección en su interior mediante fusibles de 16 A, al igual que el inversor, que también tiene protección propia ya que cuenta con descargadores tipo 3 DC y AC, fusibles DC y descargadores DC tipo 2 para sobretensiones. Esto se muestra en el diagrama unifilar que se encuentra en el Anexo Planos y en la Figura 30.

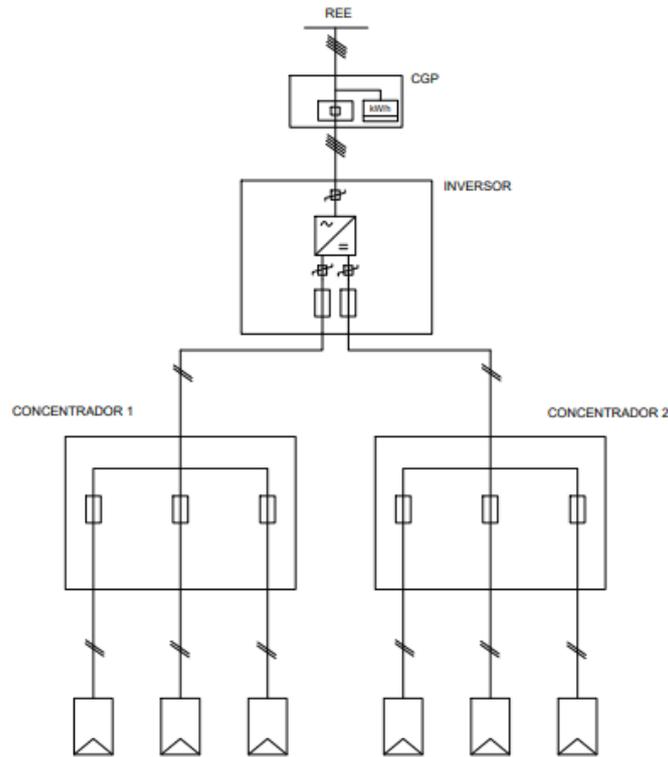


Figura 30. Detalle del Plano 6 Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica. Fuente: propia.

10.4 Puesta a tierra

Se realiza el dimensionado de la puesta a tierra de la instalación de las masas de Baja Tensión. Según el REBT (ITC-BT-18) (Boletín Oficial de Estado, 2002), las partes que integran una instalación de puesta a tierra en Baja Tensión son las siguientes:

- Toma a tierra:

Según la ITC-BT-01: "Es el electrodo o conjunto de electrodos, en contacto con el suelo, que asegura la conexión eléctrica con el mismo" (Boletín Oficial de Estado, 2002). Se utilizan como electrodos picas verticales hincadas en el terreno enterradas a una profundidad de 0,5 metros. Se tiene un total de 6 picas (una por cada línea de *strings*). Según el REBT, el valor de resistencia de tierra máximo será el que no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V para instalaciones generadoras. Para poder hacer una estimación en estos cálculos se establece como

dispositivo de corte un interruptor diferencial de corriente nominal $I_N=300$ mA y así se calcula la resistencia de puesta a tierra máxima admisible ($R_{pat,adm}$):

$$R_{pat,adm} = \frac{24}{0,3} = 80 \Omega \quad (14)$$

Se necesita conocer en primer lugar la resistividad del terreno. Para ello se utiliza la Tabla 13 para realizar una estimación. Para terrenos de calizas como es el caso, se estima una resistividad del terreno de $250 \Omega \cdot m$:

Tabla 13. Valores orientativos de la resistividad media de distintos tipos de terrenos. Fuente: Libro Tecnología eléctrica.

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Se calcula además la longitud mínima que deben tener los electrodos:

$$R_{pat,adm} = \frac{\rho}{n \cdot L} = \frac{250}{6 \cdot L} = 80 \quad (15)$$

Siendo:

- $R_{pat,adm}$: resistencia de puesta a tierra máxima admisible medida en ohmios.
- ρ : resistividad del terreno medida en $\Omega \cdot m$.
- L : longitud de la pica medida en metros.
- n : número de picas.

Por tanto, de la Expresión 15 se despeja y se obtiene un valor mínimo de cada pica de 0,52 metros, aunque se utilizan finalmente picas de 4 metros para así obtener un menor valor de resistencia a tierra.

Para facilitar la desconexión del interruptor diferencial se deja este valor de 80Ω muy por debajo del valor anteriormente calculado. Para ello primero se calcula la resistencia de puesta a tierra de cada electrodo con la Expresión 16:

$$R_1 = \frac{\rho}{L} = \frac{250}{4} = 62,5 \Omega \quad (16)$$

Siendo:

- R_1 : resistencia de puesta a tierra medida en ohmios.
- ρ : resistividad del terreno medida en $\Omega \cdot m$.
- L : longitud de la pica medida en metros.

A continuación, ya se puede calcular la resistencia de puesta a tierra máxima de la instalación con los 6 electrodos colocados en paralelo:

$$\frac{1}{R_{pat}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_4} + \frac{1}{R_5} + \frac{1}{R_6} \quad (17)$$

De esta manera se tiene un total de 6 picas verticales de 4 metros de longitud cada una de ellas colocadas en paralelo con un valor de resistencia de puesta a tierra $R_{pat} = 10,42 \Omega$.

- **Borne principal de tierra:**

Regleta situada en un punto accesible de la instalación para conectar el conductor de tierra con los conductores de protección y los de equipotencialidad principal.

- **Conductores de protección:**

Conductores que unen las masas con los elementos de la instalación para proteger frente a contactos indirectos.

En el caso de la instalación para la parte de corriente continua, estos elementos conductores son los módulos fotovoltaicos y los dos concentradores lineales. Se calcula la sección mínima necesaria de los conductores de protección en función de las secciones de los conductores del circuito protegido.

Tabla 14. *Secciones mínimas de los conductores de protección, en función de las secciones de los conductores de fase del circuito protegido. Fuente: Libro Tecnología Eléctrica.*

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

Para las líneas de cableado que se tienen de sección $4 mm^2$ y $6 mm^2$ se tiene una sección del conductor de protección de $4 mm^2$ y $6 mm^2$ respectivamente.

- **Conductores de tierra o líneas de enlace con tierra:**

Conductores que unen los electrodos con el borne principal de tierra. Se calculan las secciones mínimas para estos conductores.

Tabla 15. *Secciones mínimas convencionales para los conductores de tierra. Fuente: Libro Tecnología Eléctrica.*

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	La sección no será inferior a la mínima exigida para los conductores de protección	16 mm ² cobre 16 mm ² acero galvanizado
No protegido contra la corrosión	25 mm ² cobre 50 mm ² hierro	
*La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Se establece un conductor de tierra de 25 mm² de cobre protegido contra la corrosión.

En conclusión, la red de puesta a tierra de la instalación en B.T. se conecta a todos los posibles elementos conductores ya comentados anteriormente mediante cableado de cobre desnudo de 25 mm² de sección para el conductor de tierra y cable aislado para el conductor de protección. Estos son un conductor de tierra conectado desde cada uno de los seis electrodos hasta el borne principal de tierra y de ahí se conectan los conductores de protección hasta las masas. La parte de la instalación en corriente continua al tener esquema IT tiene el neutro aislado de tierra y las masas directamente a tierra. Se utilizan 6 picas verticales de 4 metros de longitud enterradas a 0,5 metros de profundidad. La parte de la instalación en alterna se conecta a la toma a tierra ya instalada en el colegio.

Se destaca la importancia del cálculo de la puesta a tierra, pues su objetivo principal es evitar la aparición de diferencias de potencial peligrosas y enviar corrientes de defecto o de descarga atmosférica a tierra para así tener una instalación segura para poder prevenir accidentes.

11 Presupuesto técnico

Para poder realizar el estudio de viabilidad económica en el Apartado 12, previamente se necesita conocer el presupuesto técnico final de todo el proyecto.

El presupuesto se divide en tres capítulos:

- **Capítulo 1:** Instalación fotovoltaica.
- **Capítulo 2:** Instalación eléctrica.
- **Capítulo 3:** Puesta a tierra.

A modo de resumen, en este Apartado se muestra directamente el presupuesto final de toda la instalación. En la Tabla 16 se indica el importe total de cada uno de los capítulos del presupuesto, los presupuestos de ejecución material y de ejecución por contrata y, finalmente, el presupuesto final con I.V.A.

En el Documento Presupuesto Técnico se indica con detalle toda la descomposición del presupuesto por capítulos y sus respectivos cuadros de precios.

Tabla 16. Presupuesto final. Fuente: Cype y propia.

Presupuesto final	Importe (€)
Capítulo 1: Instalación fotovoltaica.	20.273,88
Capítulo 2: Instalación eléctrica.	12.377,43
Capítulo 3: Puesta a tierra.	1.578,04
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	34.229,35
Gastos generales (13%)	4.449,82
Beneficio industrial (6%)	2.053,76
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	40.732,93
I.V.A. (21%)	8.553,92
PRESUPUESTO FINAL	49.286,85

De esta manera, se observa que el presupuesto final asciende a la expresada cantidad de CUARENTA Y NUEVE MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y SEIS CON OCHENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

12 Estudio de viabilidad económica

12.1 Consideraciones previas

Se estudian a continuación una serie de condiciones que hay que tener en cuenta previas al estudio de viabilidad económica.

12.1.1 Mantenimiento de las placas fotovoltaicas

Se establece un mantenimiento eléctrico de la instalación fotovoltaica de tres revisiones anuales. Cada revisión la realiza un oficial 1ª electricista. A priori, no sería necesario cambiar módulos fotovoltaicos ya que la instalación está sobredimensionada y cubre sin problemas las necesidades energéticas. Aun así, para mantener la eficiencia total de la instalación y seguir generando la mayor cantidad posible de excedente todos los años se estima un cambio de dos módulos fotovoltaicos anualmente.

Tabla 17. Importe anual del mantenimiento de la instalación fotovoltaica. Fuente: propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
h	Oficial 1º electricista	12	20,48	245,76
Ud	Módulos fotovoltaicos	2	151,00	302
%	Costes directos complementarios	2	547,76	10,96
%	I.V.A.	21	558,7152	117,33
Total				676,05

También se establece un mantenimiento de limpieza de los módulos fotovoltaicos. Al estar la instalación colocada en el suelo, la limpieza juega un papel muy importante en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos y debe ser exhaustiva. Por este motivo se realiza una limpieza tres veces al año durante tres horas en cada una de las revisiones.

Tabla 18. Importe anual de la limpieza de los módulos fotovoltaicos. Fuente: propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
h	Empresa limpieza	9	15	135
%	Costes directos complementarios	2	135	2,7
%	I.V.A.	21	137,7	28,92
Total				166,62

12.1.2 Precio de compra y de venta de la electricidad

Con la instalación de autoconsumo diseñada a lo largo del proyecto, se obtienen excedentes que serán vendidos a la red, pero también se tiene que comprar la electricidad que no se puede cubrir con la instalación fotovoltaica cuando no hay luz del día, es decir en periodo llano y en su mayoría, valle.

Al acogerse al modelo de autoconsumo con excedentes sin compensación, tras realizar todos los trámites necesarios ya explicados en el Apartado 7.2, se puede vender la electricidad en el mercado mayorista, al precio que marca la casación de precios a la hora de la venta. Se realiza una media con los precios de este año 2022 para poder tener un valor medio de estimación.

Tabla 19. Precio medio de venta de la electricidad. Fuente: OMIE y propia.

MES	€/MWh
ene-22	201,72
feb-22	200,22
mar-22	283,3
abr-22	191,52
may-22	187,13
MEDIA	212,78

Los datos de la Tabla 19 se obtienen del Operador del Mercado Ibérico polo Español (OMIE), un organismo encargado de gestionar todo el mercado eléctrico al por mayor de la Península Ibérica (OMIE, 2022).

Sin embargo, también se debe comprar la energía eléctrica que no pueden cubrir las placas durante las horas en las que no hay luz solar. Por tanto, se hace una estimación media del precio de compra en esas horas según los precios de la comercializadora del colegio con las facturas que han sido facilitadas del año 2021.

Tabla 20. Precio medio de compra de la electricidad en periodo valle. Fuente: propia.

MES	€/kWh
ene-21	0,100766
feb-21	0,082589
mar-21	0,1032365
abr-21	0,125527
may-21	0,127735
jun-21	0,14072
jul-21	0,143083
ago-21	0,166288
sep-21	0,218667
oct-21	0,24224
nov-21	0,23686
dic-21	0,291579
MEDIA	0,164940875

Se estudia también los precios de compra de la electricidad durante las horas del día para poder así conocer cuál es el ahorro por kWh que se genera en el colegio gracias al autoconsumo.

Tabla 21. Precio medio de compra de la electricidad durante las horas de luz solar. Fuente: propia.

MES	€/kWh
ene-21	0,114524
feb-21	0,092219
mar-21	0,109169
abr-21	0,133911
may-21	0,136377
jun-21	0,151331
jul-21	0,165618
ago-21	0,180782
sep-21	0,227428
oct-21	0,283282
nov-21	0,319144
dic-21	0,434021
MEDIA	0,1956505

Conociendo tanto los consumos del colegio como la energía que genera la instalación fotovoltaica mensualmente y los precios de la electricidad (todos ellos valores que se suponen constantes a lo largo de los años de vida de la instalación para la realización de este estudio), se puede calcular el beneficio económico que se va a obtener anualmente con la venta de excedentes tras estudiar cuánta energía hay que comprar y cuánta excedentaria se puede vender. Además, en la primera columna de la Tabla 22 se calcula el ahorro económico que se tiene por autoconsumo que se necesita conocer para calcular el ahorro final anual al final del estudio.

Tabla 22. Beneficio económico tras venta de excedente FV. Fuente: propia.

Meses	Ahorro por kWh por autoconsumo (€)	Precio (€) energía que se compra	Precio (€) energía que se vende	Beneficio económico (€)
Enero	543,31	292,58	146,37	-146,21
Febrero	578,41	280,15	168,38	-111,77
Marzo	535,03	242,88	477,71	234,82
Abril	501,22	188,96	646,48	457,52
Mayo	589,92	147,11	743,15	596,04
Junio	225,86	69,65	1.201,66	1.132,01
Julio	279,76	109,62	1.174,63	1.065,01
Agosto	204,12	75,20	1.140,83	1.065,64
Septiembre	692,81	177,33	352,53	175,21
Octubre	653,59	240,52	233,33	-7,19
Noviembre	608,37	307,19	56,23	-250,97
Diciembre	481,70	279,26	158,20	-121,06
TOTAL	5.894,10	2.410,46	6.499,51	4.089,05

12.1.3 Programa de subvenciones

El programa de ayudas para instalaciones de autoconsumo aprobado por el RD 477/2021 (Boletín Oficial del Estado, 2021) estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2023, por lo que entra dentro de plazo para la realización de este proyecto. Existen seis programas de incentivos

a los cuales se puede presentar actuación. En el caso del colegio, se acoge el programa de incentivos 1.

“Programa de incentivos 1: realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector servicios, con o sin almacenamiento.” (Boletín Oficial del Estado, 2021)

Como se especifica en el BOE, las actuaciones de generación renovable subvencionables dentro del programa de incentivos 1 incluye actuaciones fotovoltaicas y eólicas para autoconsumo, siendo estas instalaciones de autoconsumo las establecidas en el RD 244/2019 ya estudiado en el Apartado 7.

Para el programa de incentivos 1, las ayudas se calcularán como un porcentaje sobre el total de costes subvencionables. Los valores de costes subvencionables para una instalación de autoconsumo en el programa de incentivos 1 son los siguientes:

- **Instalación fotovoltaica autoconsumo: 460 – 1.188 €/kWp (15 – 45% ayuda sobre coste subvencionable)**

12.2 Viabilidad económica

Se establece un marco de 25 años de vida útil de los módulos fotovoltaicos para el proyecto. Para realizar los cálculos, se supone constante el precio de compra y venta de la electricidad a lo largo de los años y los consumos del colegio, basándonos en los datos del año 2021.

Para este estudio se realizan dos hipótesis. Se estudia la viabilidad del proyecto en caso de no recibir ninguna ayuda económica en forma de subvención y por otro lado se estudia la viabilidad del proyecto acogiéndose al programa de subvenciones explicado en el apartado 12.1.3. Se estudian los gastos anuales del proyecto y los ahorros que se obtienen teniendo en cuenta el ahorro por autoconsumo y los ingresos por venta de excedentes FV para finalmente hacer un balance entre ahorros y gastos anuales.

GASTOS

- Compra de la electricidad para cubrir los consumos no diurnos del colegio.
- Amortización del préstamo. Se pide un préstamo de 25.000 € para hacer frente a la inversión inicial del proyecto. La duración del préstamo es de 60 meses con un tipo de interés del 6%. El importe total para pagar es de 29.249,08€, por lo que se paga 483,33€ mensuales.
- Inversión inicial del proyecto que decide aportar el colegio a través de su capital de 24.286,85€.
- Mantenimiento eléctrico de las placas tres veces al año (a excepción de los dos primeros años del proyecto).
- Limpieza exhaustiva de las placas tres veces al año.
- Licencia de obras a pagar en el primer año del proyecto que supone un importe de 3.782,93€.

- Se pagan 1.000€ a una empresa que se contrata al principio del proyecto para la realización de todos los trámites de documentación para acogerse al modelo de autoconsumo con excedentes no acogido a compensación.

Por ser empresa generadora de energía eléctrica hay que hacer frente además a los dos siguientes pagos:

- Peaje de generación de 0.5 €/MWh.
- Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) del 7%.

Tabla 23. Gastos anuales de la instalación. Fuente: propia.

Año	Inversión inicial (€)	Amortización préstamo (€)	Limpieza placas (€)	Mantenimiento eléctrico placas (€)	Licencia de Obras (€)	Peaje de generación (€)	IVPEE (€)	Realización tramitación de documentos (€)	TOTAL
1	24.286,85	5.799,96	166,62	0,00	3.782,93	12,62	454,97	1.000,00	35.503,94
2	0,00	5.799,96	166,62	0,00	0,00	12,62	454,97	0,00	6.434,16
3	0,00	5.799,96	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	7.110,21
4	0,00	5.799,96	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	7.110,21
5	0,00	5.799,96	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	7.110,21
6	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
7	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
8	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
9	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
10	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
11	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
12	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
13	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
14	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
15	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
16	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
17	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
18	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
19	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
20	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
21	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
22	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
23	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
24	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25
25	0,00	0,00	166,62	676,05	0,00	12,62	454,97	0,00	1.310,25

INGRESOS

- Venta de electricidad a la Red por los excedentes generados por la instalación fotovoltaica.

- 35% de subvención sobre el coste subvencionable del proyecto por instalación fotovoltaica de autoconsumo, lo que supone un ingreso de 14.256,53€.

Los ingresos finales que se tienen anualmente se calculan mediante un balance energético, ya que estos dependen exclusivamente de la venta de energía. De esta manera, se obtienen unos beneficios anuales generados por la diferencia económica que supone la venta de electricidad frente a su compra. Esto se muestra en la columna de la Tabla 24: "Beneficio tras venta del excedente FV".

Tabla 24. Ingresos totales anuales. Fuente: propia.

Año	Beneficio tras venta del excedente FV (€)	Ingreso por subvención (€)	TOTAL
1	4.089,05	7.128,26	11.217,31
2	4.089,05	7.128,26	11.217,31
3	4.089,05	0,00	4.089,05
4	4.089,05	0,00	4.089,05
5	4.089,05	0,00	4.089,05
6	4.089,05	0,00	4.089,05
7	4.089,05	0,00	4.089,05
8	4.089,05	0,00	4.089,05
9	4.089,05	0,00	4.089,05
10	4.089,05	0,00	4.089,05
11	4.089,05	0,00	4.089,05
12	4.089,05	0,00	4.089,05
13	4.089,05	0,00	4.089,05
14	4.089,05	0,00	4.089,05
15	4.089,05	0,00	4.089,05
16	4.089,05	0,00	4.089,05
17	4.089,05	0,00	4.089,05
18	4.089,05	0,00	4.089,05
19	4.089,05	0,00	4.089,05
20	4.089,05	0,00	4.089,05
21	4.089,05	0,00	4.089,05
22	4.089,05	0,00	4.089,05
23	4.089,05	0,00	4.089,05
24	4.089,05	0,00	4.089,05
25	4.089,05	0,00	4.089,05

En los dos los primeros años se computa como ingreso la subvención que se obtiene por la instalación de autoconsumo en el caso de ser aceptada la petición de subvención.

AHORROS

Anualmente se tiene un ahorro por kWh correspondiente a las facturas eléctricas a las cuáles tendría que hacer frente el colegio sin la instalación fotovoltaica, es decir, al ahorro que se produce gracias al autoconsumo. A este ahorro se le suman los ingresos y se tiene el ahorro final anual que cambia según nos acepten en el programa de subvenciones o no, pues varían los ingresos totales.

$$\text{Ahorro anual} = \text{Ingresos totales} + \text{Ahorro por kWh por autoconsumo}$$

Tabla 25. Ahorro anual sin subvención vs con subvención. Fuente: propia.

Año	Ahorro anual SIN SUBVENCIÓN (€)	Ahorro anual CON SUBVENCIÓN(€)
1	9.983,15	17.111,41
2	9.983,15	17.111,41
3	9.983,15	9.983,15
4	9.983,15	9.983,15
5	9.983,15	9.983,15
6	9.983,15	9.983,15
7	9.983,15	9.983,15
8	9.983,15	9.983,15
9	9.983,15	9.983,15
10	9.983,15	9.983,15
11	9.983,15	9.983,15
12	9.983,15	9.983,15
13	9.983,15	9.983,15
14	9.983,15	9.983,15
15	9.983,15	9.983,15
16	9.983,15	9.983,15
17	9.983,15	9.983,15
18	9.983,15	9.983,15
19	9.983,15	9.983,15
20	9.983,15	9.983,15
21	9.983,15	9.983,15
22	9.983,15	9.983,15
23	9.983,15	9.983,15
24	9.983,15	9.983,15
25	9.983,15	9.983,15

12.3 Cálculo del Valor Neto Actual (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

VAN

El VAN es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con dicha inversión. Para ello toma todos los flujos de caja al momento descontándolos a un tipo de interés determinado (k). Se calcula con la Expresión 18:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (18)$$

Siendo:

- I_0 : inversión que se realiza en el momento inicial ($t=0$).
- F_t : flujos de dinero en cada periodo t .
- k : tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión.
- n : número de periodos de tiempo.

Por tanto, con el valor del VAN se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- Si $VAN > 0$, el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.

- Si VAN = 0, el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas.
- Si VAN < 0, el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

Se trabaja con un tipo de interés del 8 % para hacer el proyecto lo más realista posible y poder obtener unas conclusiones desde el punto de vista más desfavorable posible.

TIR

La TIR es la rentabilidad que ofrece una inversión. Es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión, por lo que cuanto mayor sea la TIR, mejor será la inversión. También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero para un proyecto de inversión dado.

Las conclusiones que se obtienen con la TIR son las siguientes:

- Si TIR > k, el proyecto de inversión será aceptado.
- Si TIR = k, estaríamos en una situación actual a la que se producía cuando el VAN era igual a cero.
- Si TIR < k, el proyecto debe rechazarse.

Cálculos SIN SUBVENCIÓN

Tabla 26. Balance entre ahorros y gastos del proyecto sin subvención. Fuente: propia.

Año	AHORRO - GASTOS (€)	AMORTIZACIÓN (Flujo de caja) (€)
1	-25.520,79	-25.520,79
2	3.548,98	-21.971,81
3	2.872,94	-19.098,88
4	2.872,94	-16.225,94
5	2.872,94	-13.353,01
6	8.672,90	-4.680,11
7	8.672,90	3.992,78
8	8.672,90	12.665,68
9	8.672,90	21.338,57
10	8.672,90	30.011,47
11	8.672,90	38.684,36
12	8.672,90	47.357,26
13	8.672,90	56.030,16
14	8.672,90	64.703,05
15	8.672,90	73.375,95
16	8.672,90	82.048,84
17	8.672,90	90.721,74
18	8.672,90	99.394,63
19	8.672,90	108.067,53
20	8.672,90	116.740,42
21	8.672,90	125.413,32
22	8.672,90	134.086,21
23	8.672,90	142.759,11
24	8.672,90	151.432,00
25	8.672,90	160.104,90

Se realiza un balance económico año a año y se calcula el flujo de caja. Se observa que de esta manera el proyecto se verá amortizado a los 6 años, empezando a tener ganancias a partir del séptimo año, llegando a tener al final un total en caja de 160.104,90€.

Cálculos CON SUBVENCIÓN

Tabla 27. Balance entre ahorros y gastos del proyecto con subvención. Fuente: propia.

Año	AHORRO - GASTOS (€)	AMORTIZACIÓN (Flujo de caja) (€)
1	-18.392,53	-18.392,53
2	10.677,24	-7.715,29
3	2.872,94	-4.842,35
4	2.872,94	-1.969,42
5	2.872,94	903,52
6	8.672,90	9.576,41
7	8.672,90	18.249,31
8	8.672,90	26.922,20
9	8.672,90	35.595,10
10	8.672,90	44.267,99
11	8.672,90	52.940,89
12	8.672,90	61.613,79
13	8.672,90	70.286,68
14	8.672,90	78.959,58
15	8.672,90	87.632,47
16	8.672,90	96.305,37
17	8.672,90	104.978,26
18	8.672,90	113.651,16
19	8.672,90	122.324,05
20	8.672,90	130.996,95
21	8.672,90	139.669,84
22	8.672,90	148.342,74
23	8.672,90	157.015,63
24	8.672,90	165.688,53
25	8.672,90	174.361,43

En este caso se observa que el proyecto se verá amortizado dos años antes gracias a la subvención, a los 4 años, empezando a tener ganancias a partir del quinto año. Se tendrá al final un total en caja de 174.361,43€.

Tabla 28. Resumen datos obtenidos con viabilidad económica. Fuente: propia.

	VAN (€)	TIR (%)	Año amortización	Flujo final de caja (€)
SIN SUBVENCIÓN	19.425,92	22	7	160.104,90
CON SUBVENCIÓN	32.127,50	36	5	174.361,43

Se observa en ambos casos que el VAN es positivo y, por tanto, se generarán beneficios económicos y que el TIR tiene un valor superior al tipo de interés exigido en la inversión. Por tanto, el proyecto debe ser aceptado.

13 Conclusiones

El objetivo de este Trabajo Fin de Grado era estudiar la viabilidad tanto técnica como económica de una instalación fotovoltaica en una Cooperativa de Enseñanza con la intención de cubrir todo el consumo eléctrico anual.

El colegio se encuentra en la Región de Murcia, en una ubicación que presenta un alto potencial de uso del recurso solar. Además de la localización, también ha sido muy importante conocer la superficie útil de 848 m^2 para la realización del estudio de la instalación fotovoltaica.

Tras el estudio previo de las facturas eléctricas de 2021 y de la disponibilidad de superficie útil se observó que existía una muy buena oportunidad de conseguir generar electricidad no solo para cubrir la demanda sino para obtener beneficios económicos para la Cooperativa. Esto consistía en vender los excedentes de energía generados sobre todo entre los meses de mayo a septiembre sobredimensionando la instalación respecto a solo estudiarla para cubrir el consumo anual.

A partir de estas características comentadas se ha planteado una instalación fotovoltaica de 32,4 kW de potencia instalada en suelo de la cual se han calculado todos los componentes hasta el cuadro eléctrico de conexión a red.

Es importante remarcar los siguientes puntos técnicos que se han tenido en cuenta durante el proceso del diseño del campo fotovoltaico y el campo eléctrico:

- El hecho de tener una parcela de 1.155 m^2 con una superficie útil de 848 m^2 facilitó la elección y la distribución de los módulos fotovoltaicos
- Se han seleccionado estructuras soporte de hormigón para los módulos fotovoltaicos para no abordar el diseño de la estructura que sería objeto de otro TFG y tener un presupuesto real de los soportes.
- Dada la ubicación de la parcela en relación al cuadro de conexión eléctrica a red la sección del cableado multipolar calculado entre los concentradores y el inversor era muy grande y no se encontró en el mercado. Por lo que se ha resuelto el inconveniente seleccionando un cable unipolar que ha condicionado duplicar la longitud del cable, aumentando el coste de la partida eléctrica.

El coste final de la instalación fotovoltaica es de 49.286,85€, concluyendo que la instalación es técnicamente viable y que, tras presentar los datos iniciales al Centro, han considerado que pueden hacer frente a dicha inversión.

A partir de los datos del presupuesto técnico se ha estudiado la viabilidad económica del proyecto considerando dos opciones: con y sin subvenciones, viéndose amortizado el proyecto en 7 años sin subvención y en 5 años con subvención por autoconsumo. En el caso más desfavorable, la Cooperativa ya estaría obteniendo beneficios económicos en el séptimo año de

proyecto, por lo que, tras comentar los resultados del estudio con el Centro se puede concluir que el proyecto también es viable económicamente.

Se destaca que sólo se ha utilizado un 68 % de la superficie útil disponible para la instalación fotovoltaica estudiada, por lo que aún se tiene espacio suficiente para ampliar la instalación fotovoltaica en caso de que el Centro desee aumentar el consumo eléctrico instalando equipos de aire acondicionado en sus instalaciones o desee conseguir un mayor beneficio económico con la venta de excedentes.

Tras estos resultados de viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica para la Región de Murcia, sorprende la falta de ayudas y subvenciones a este tipo de proyectos que sí se ha podido comprobar que existen en otras Comunidades Autónomas y Ayuntamientos como, por ejemplo, en la Comunidad Valenciana y el Ayuntamiento de València o Alicante. La Región de Murcia cuenta con un gran potencial del recurso solar y con todo el terreno del que dispone y la arquitectura de edificios bajos en los pueblos y ciudades de la Región, se está desperdiciando la oportunidad de apoyar esta tecnología renovable y fomentar el autoconsumo individual y/o colectivo. Sería interesante crear planes de ayudas y subvenciones para este tipo de proyectos.

Este estudio también me ha permitido entender aún más la gran importancia que tiene hoy en día comprender el mercado eléctrico, la importancia del coste del consumo de electricidad en balance económico de las empresas que ha pasado a tener una variación externa sin control propio, el impacto beneficioso de apostar por el autoconsumo y las energías renovables, y cómo se puede ayudar en el futuro de la Sostenibilidad y a centrarse en el ahorro energético.

Así mismo, el colegio puede enfocar este estudio también como un proyecto educativo centrado en la concienciación de la importancia que tienen cada vez más las energías renovables y sobre todo la importancia del ahorro energético en el día a día del colegio con campañas para los alumnos y teniendo como objetivo a corto y medio plazo la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

Y en este sentido, este TFG ha proporcionado un beneficio transversal al Centro al realizar el estudio del consumo eléctrico y observar unos altos consumos en su horario extraescolar de los cuáles no eran conscientes desde la dirección del Centro. Se ha visitado el colegio en horario extraescolar y se observaron:

- Aparatos electrónicos como portátiles o pizarras digitales sin apagar.
- *Splits* de aire acondicionado sin apagar que funcionan durante toda la noche.

Por tanto, va a ayudar a concienciar al profesorado en el ahorro energético y siendo que la mayoría son socios de la Cooperativa, se van a beneficiar económicamente de la venta de excedentes y del ahorro.

En lo personal, enfrentarme a un Proyecto real y de estas dimensiones por primera vez, poniendo a prueba mis conocimientos y habilidades adquiridas durante mis estudios en el Grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales ha sido todo un reto el cual he enfocado como una

experiencia más a la hora de seguir aprendiendo y mejorando como futuro ingeniero. Destacar la importancia de la planificación del tiempo y de la carga de trabajo, la importancia del trabajo colaborativo y en cómo el profesorado ha estado disponible cuando me han surgido dificultades puntuales durante el TFG, y el gran reto de abordar la redacción de este documento técnico.

Además, el hecho de tener relación familiar directa con socios de la Cooperativa me ha hecho ver este TFG no solo como un proyecto para poder finalizar mis estudios, sino como una oportunidad de poder demostrarme a mí mismo que con mis conocimientos actuales de ingeniería puedo ser yo ahora el que ayude a mis familiares y en parte devolverles todo el trabajo que ellos han realizado para que yo haya llegado a donde estoy a día de hoy.

Por último, comentar que en este proyecto me he enfrentado por primera vez a un estudio de viabilidad económica, pues no tenía conocimientos previos. Tras realizar el estudio simple de la viabilidad económica he descubierto que es una disciplina de la ingeniería de lo más interesante y he entendido cómo de importante es a la hora de gestionar un proyecto industrial y que podría ser una línea de trabajo en mi presente formativo en la continuación de mis estudios para especializarme de cara al futuro laboral.

14 Bibliografía

- ABB. (s.f.). *Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10. Plantas fotovoltaicas*. Obtenido de <file:///C:/Users/sabin/Desktop/TFG/TECNOLOG%C3%8DA%20ENERG%C3%89TICA/LIBRO-FOTOVOLTAICA-ABB.pdf>
- Agencia Estatal de Meteorología. (2022). *AEMET*. Obtenido de <http://www.aemet.es/es/portada>
- AutoSolar. (16 de 12 de 2020). *AutoSolar*. Obtenido de <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/efecto-fotovoltaico>
- Boletín Oficial de Estado. (02 de 08 de 2002). *BOE*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099>
- Boletín Oficial del Estado. (23 de 12 de 1998). *BOE*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1998-30041>
- Boletín Oficial del Estado. (29 de 09 de 2000). *BOE*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-17599>
- Boletín Oficial del Estado. (9 de 10 de 2015). *BOE*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-10927>
- Boletín Oficial del Estado. (05 de 04 de 2019). *BOE*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>
- Boletín Oficial del Estado. (29 de 06 de 2021). *BOE*. Obtenido de https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10824
- Boletín Oficial del Estado. (24 de 06 de 2021). *Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-10584>
- Comisión Europea. (2019). *Comisión Europea*. Obtenido de https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es#puntos-destacados
- Cype. (s.f.). *Generador de precios Cype*. Obtenido de <http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>
- España, G. d. (5 de 04 de 2019). Recuperado el 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>
- Gobierno de España. (05 de 05 de 2021). *Sistema eléctrico*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/la-nueva-factura-el%C3%A9ctrica-que-entrar%C3%A1-en-vigor-el-pr%C3%B3ximo-1-de-junio-fomentar%C3%A1-el-ahorro-energ%C3%A9tico-la-eficiencia-el-autoconsumo-y-el-despliegue/tcm:30-525865>
- Gobierno de España. (s.f.). *Gobierno de España*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/ENP.aspx>

- IDAE. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. Obtenido de https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- IDAE. (2019). *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*. Obtenido de https://selectra.es/sites/selectra.es/files/pdf/2019_08_guia_autoconsumo_v2.0.pdf
- IRENA. (s.f.). *IRENA (International Renewable Energy Agency)*. Recuperado el 25 de 03 de 2022, de <https://www.irena.org/>
- José Roger Folch, M. R. (2021). *Tecnología eléctrica*. Editorial Síntesis.
- La Opinión de murcia. (18 de 03 de 2022). *La Opinión de Murcia*. Obtenido de [https://www.laopiniondemurcia.es/comunidad/2022/03/18/fotovoltaicas-representan-21-7-produccion-64015279.html#:~:text=En%20lo%20que%20se%20refiere,y%20la%20e%C3%B3lica%20\(5%25\)](https://www.laopiniondemurcia.es/comunidad/2022/03/18/fotovoltaicas-representan-21-7-produccion-64015279.html#:~:text=En%20lo%20que%20se%20refiere,y%20la%20e%C3%B3lica%20(5%25)).
- Lorenzo, J. A. (s.f.). *SunFields Europe*. Recuperado el 2022, de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/tipos-nstalaciones-fotovoltaicas/>
- Naciones Unidas. (25 de 09 de 2015). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Recuperado el 03 de 2022, de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- Naciones Unidas. (s.f.). *United Nations Change Climate*. Recuperado el 2022, de <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>
- OMIE. (2022). *OMIE, OMIE*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/sobre-nosotros>
- Red Eléctrica Española. (s.f.). *Red Eléctrica Española*. Recuperado el 2 de 04 de 2022, de <https://www.ree.es/es>
- SolarBloc. (s.f.). Obtenido de <https://solarbloc.es/>
- Techno Sun. (12 de 2021). *Listado paneles solares Tier 1*. Obtenido de <https://www.technosun.com/es/blog/listado-paneles-solares-tier-1/>
- Unión Europea. (s.f.). *PVGIS*. Obtenido de https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system_en

PRESUPUESTO TÉCNICO

En este documento se realiza el presupuesto técnico de todo el Proyecto. El presupuesto se divide en tres capítulos:

- **Capítulo 1:** Instalación fotovoltaica.
- **Capítulo 2:** Instalación eléctrica.
- **Capítulo 3:** Puesta a tierra.

En el documento se muestran en primer lugar los cuadros de precios básicos (cuadro de mano de obra, cuadro de materiales, cuadro de precios unitarios y cuadro de precios descompuestos), los presupuestos parciales de cada capítulo y el presupuesto final.

Este presupuesto se ha realizado a través de la herramienta Arquímedes y el Generador de precios de Cype (Cype, s.f.).

CUADROS DE PRECIOS BÁSICOS

- **CUADRO DE MANO DE OBRA**

Tabla 1. Cuadro de mano de obra. Fuente: Cype y propia.

Ud	Denominación de la mano de obra	Medición	Coste (€)	Importe (€)
h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	2,40	20,48	49,14
h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	28,8	20,48	589,68
h	Oficial 1ª electricista.	65,75	20,48	1.346,45
h	Oficial 1ª construcción de obra civil.	0,30	19,93	5,98
h	Ayudante construcción de obra civil.	61,46	18,92	1.162,84
h	Ayudante instalador de captadores solares.	2,40	18,88	45,30
h	Ayudante electricista.	48,75	18,88	922,67
h	Ayudante instalador de captadores solares.	28,80	18,88	543,60
h	Peón ordinario construcción.	89,97	18,69	1.681,47
h	Oficial 1ª construcción.	3,10	16,12	49,92
h	Peón ordinario construcción.	3,10	14,21	44,16
Total				6.441,21

- **CUADRO DE MATERIALES**

Tabla 2. Cuadro de materiales. Fuente: Cype y propia.

Ud	Denominación del material	Medición	Coste (€)	Importe (€)
Ud	Inversor trifásico.	1,00	3.454,55	3.454,55
Ud	Estructura bloques de hormigón.	6,00	387,58	2.325,48
Ud	Concentrador lineal.	2,00	359,96	719,92
Ud	Hornacina para inversor.	1,00	237,00	237,00
Ud	Módulo solar fotovoltaico.	72,00	151,00	10.872,00
Ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra.	6,00	74,00	444,00
m3	Hormigón HM-20/B/20/1, fabricado en central, vertido con cubilote.	2,56	58,34	149,44
m	Cable multipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV 4x50 mm ² de sección.	3,00	47,54	142,62
Ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	6,00	46,00	276,00
Ud	Electrodo para red de toma de tierra.	6,00	18,00	108,00
m	Cable unipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV de 50 mm ² de sección.	626,00	10,72	6.710,72
Ud	Soporte metálico para valla metálica.	2,56	8,29	21,12
Ud	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	1,998	3,50	7,02
m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm ² .	1,50	2,81	4,20
m	Cable TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 6mm2.	110,00	1,82	200,20
m2	Malla electrosoldada ME 15x15 Ø 5-5 B 500 T 6x2,20 UNE-EN 10080.	72,00	1,80	129,60
m	Conductor de cobre desnudo, de 25 mm ² .	170,00	1,30	221,00
Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	22,00	1,15	27,30
Ud	Grapa abarcón para conexión de pica.	6,00	1,00	6,00
m	Cable TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 4mm2.	38,00	0,96	36,48
Total				26.092,65

- **CUADRO DE PRECIOS UNITARIOS**

Tabla 3. Cuadro de precios unitarios. Fuente: Cype y propia.

Ud	Denominación unidad de obra	Importe (€)
Ud	Estructura SolarBloc hormigón.	2.542,38
Ud	Módulo solar fotovoltaico Trina Solar TSM-DE17M(II)-450W.	12.612,24
Ud	Concentrador lineal SMA String-Combiner DC-CMB-U15-16.	772,92
Ud	Inversor fotovoltaico Ingecon Sun 33TL M.	3.670,70
Ud	Hornacina.	261,24
m	Vallado parcela.	414,40
m	Cable TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 4 mm2.	61,94
m	Cable TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 6 mm2.	392,70
m	Cable unipolar RV-K 50 mm2.	8.738,96
m	Cable multipolar RV-K 4x50 mm2.	157,89
m3	Zanja 40x70 cm.	1.766,44
m3	Relleno zanja 40x70 cm.	1.259,50
Ud	Toma de tierra con pica.	957,54
m	Conductor de tierra.	346,75
m	Conductor de protección.	273,75
Total		34.229,35

- **CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS:**

Capítulo 1: Instalación fotovoltaica.

Tabla 4. Cuadro precios descompuestos estructura hormigón. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
Ud	Estructura SolarBloc hormigón. Estructura de bloque de hormigón SolarBloc para colocar 12 módulos fotovoltaicos verticalmente en serie sin necesidad de anclar al suelo gracias a su peso propio con un ángulo de inclinación de 18 grados.			
h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,40	20,48	8,19
h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,40	18,88	7,55
Ud	Estructura bloques de hormigón.	1,00	387,58	387,58
%	Costes directos complementarios.	2,00	403,32	8,07
Total				423,73

Tabla 5. Cuadro de precios descompuestos módulos fotovoltaicos. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
Ud	Módulo solar fotovoltaico Trina Solar TSM-DE17M(II)-450W. Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 450 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 41 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 10,98 A, tensión en circuito abierto (Voc) 49,6 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 11,53 A, eficiencia 20,6%, 144 células (6x24), temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 2102x1040x35 mm y peso 24 kg.			
h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,40	20,48	8,19
h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,40	18,88	7,55
Ud	Módulo solar fotovoltaico.	1,00	151,00	151,00
%	Costes directos complementarios.	2,00	166,74	3,33
Total				175,17

Tabla 7. Cuadro de precios descompuestos concentrador. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
Ud	Concentrador lineal SMA String-Combiner DC-CMB-U15-16. Caja de conexión para el cableado que une los strings en paralelo. Dispone de un número de 16 entradas y con un valor máximo de tensión a la entrada de 1000 V de dimensiones 550x650x260 mm.			
h	Oficial 1ª electricista.	0,20	20,48	4,10
h	Ayudante electricista.	0,20	18,88	3,78
Ud	Concentrador lineal.	1,00	359,96	359,96
%	Costes directos complementarios.	2,00	367,84	7,36
Total				386,46

Tabla 8. Cuadro de precios descompuestos inversor. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
Ud	Inversor fotovoltaico Ingecon Sun 33TL M. Inversor trifásico, potencia máxima de entrada 45 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, rango de voltaje de entrada de 200 a 820 Vcc, corriente máxima por entrada 40 A. Cuenta con 2 entradas MPPT y con 5 entradas con conectores fotovoltaicos por cada entrada. Eficiencia máxima 98,5%, dimensiones 706x736x268 mm y peso 62,5 kg.			
h	Oficial 1ª electricista.	1,00	20,48	20,48
h	Ayudante electricista.	1,00	18,88	18,88
Ud	Inversor trifásico	1,00	3.454,55	3.454,55
%	Costes directos complementarios.	2,00	3.493,91	69,88
Total				3670,7

Tabla 9. Cuadro precios descompuestos hornacina. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
Ud	Hornacina. Hornacina prefabricada de hormigón, para alojamiento de inversor, de 760x250x1200 mm de dimensiones exteriores, formada por cemento, árido, fibras de acero y polipropileno, con base de 840x500x500 mm de dimensiones exteriores. Totalmente montada.			
h	Oficial 1ª construcción de obra civil.	0,30	19,93	5,98
h	Ayudante construcción de obra civil.	0,30	18,92	5,68
Ud	Hornacina para inversor.	1,00	237,00	237,00
%	Costes directos complementarios.	2,00	248,66	4,97
Total				261,24

Tabla 10. Cuadro precios descompuestos vallado. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
m	Vallado parcela. Suministro y montaje de valla realizada con malla electrosoldada ME 15x15 de Ø 5 mm, acero B 500 T 6x2,20 UNE-EN 10080, sujeta a postes galvanizados de 80x40x2 mm y 2 m de altura, separados cada 2,5 m (amortizable en 3 usos). Incluso p/p de excavación, hormigonado del pozo con hormigón en masa HM-20/B/20/I y malla de acceso.			
Ud	Soporte metálico para valla metálica.	0,08	8,29	0,66
m3	Hormigón HM-20/B/20/I, fabricado en central, vertido con cubilote.	0,08	58,34	4,67
m2	Malla electrosoldada ME 15x15 Ø 5-5 B 500 T 6x2,20 UNE-EN 10080.	2,25	1,8	4,05
h	Oficial 1ª construcción.	0,097	16,12	1,56
h	Peón ordinario construcción.	0,097	14,21	1,38
%	Costes directos complementarios	2,00	12,32	0,25
Total				12,95

Capítulo 2: Instalación eléctrica.

Tabla 11. Cuadro precios descompuestos cable 4 mm². Fuente: CYpe y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
m	Cable TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 4 mm². Cable fotovoltaico monofásico TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV y de 4 mm ² de sección.			
h	Oficial 1ª electricista.	0,015	20,48	0,31
h	Ayudante electricista.	0,015	18,88	0,28
m	Cable TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 4mm ² .	1,00	0,96	0,96
%	Costes directos complementarios.	2,00	1,55	0,03
Total				1,63

Tabla 12. Cuadro precios descompuestos cable 6 mm². Fuente: CYpe y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
m	Cable TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 6 mm². Cable fotovoltaico monofásico TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV y de 6 mm ² de sección.			
h	Oficial 1ª electricista.	0,04	20,48	0,82
h	Ayudante electricista.	0,04	18,88	0,76
m	Cable TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 6mm ² .	1,00	1,82	1,82
%	Costes directos complementarios.	2,00	3,40	0,07
Total				3,57

Tabla 13. Cuadro precios descompuestos cable 50 mm². Fuente: CYpe y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
m	Cable unipolar RV-K 50 mm². Cable unipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 50 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de PVC (V).			
h	Oficial 1ª electricista.	0,065	20,48	1,33
h	Ayudante electricista.	0,065	18,88	1,23
m	Cable unipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV de 50 mm ² de sección.	1,00	10,72	10,72
%	Costes directos complementarios.	2,00	13,28	0,27
Total				13,96

Tabla 15. Cuadro precios descompuestos cable 4x50 mm2. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
m	Cable multipolar RV-K 4x50 mm2. Cable multipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 4x50 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de PVC (V).			
h	Oficial 1ª electricista.	0,065	20,48	1,33
h	Ayudante electricista.	0,065	18,88	1,23
m	Cable multipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV 4x50 mm ² de sección.	1,00	47,54	47,54
%	Costes directos complementarios.	2,00	50,1	1,00
Total				52,63

Tabla 16. Cuadro precios descompuestos zanja. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
m3	Zanja 40x70 cm. Excavación de zanja para instalaciones de 40 cm de ancho y 70 cm de profundidad, en cualquier tipo de terreno, con medios manuales, y acopio en los bordes de la excavación.			
h	Peón ordinario construcción.	1,89	18,69	35,32
%	Costes directos complementarios.	2,00	35,32	0,71
Total				37,11

Tabla 17. Cuadro precios descompuestos relleno zanja. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
m3	Relleno zanja 40x70 cm. Relleno de zanja de 40 cm de ancho y 70 cm de profundidad con tierra seleccionada procedente de la propia excavación, y compactación en tongadas sucesivas de 25 cm de espesor máximo con pisón vibrante de guiado manual, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 90% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501.			
h	Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,22	4,00	0,88
h	Ayudante construcción de obra civil.	1,285	18,92	24,31
%	Costes directos complementarios.	2,00	25,19	0,50
Total				26,46

Capítulo 3: Puesta a tierra.

Tabla 18. Cuadro precios descompuesto toma a tierra. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
Ud	Toma a tierra pica de 4 metros. Toma de tierra compuesta por pica de acero cobreado de 4 m de longitud, hincada en el terreno, conectada a puente para comprobación, dentro de una arqueta de registro de polipropileno de 30x30 cm. Incluso grapa abarcón para la conexión del electrodo con la línea de enlace y aditivos para disminuir la resistividad del terreno.			
Ud	Electrodo para red de toma de tierra.	1,00	18,00	18,00
m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm ² .	0,25	2,81	0,70
Ud	Grapa abarcón para conexión de pica.	1,00	1,00	1,00
Ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra.	1,00	74,00	74,00
Ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	1,00	46,00	46,00
Ud	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	0,333	3,5	1,17
Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,00	1,15	1,15
h	Oficial 1ª electricista.	0,25	20,48	5,12
h	Ayudante electricista.	0,25	18,88	4,72
h	Peón ordinario construcción.	0,002	18,69	0,04
%	Costes directos complementarios.	2,00	151,9	3,04
Total				159,59

Tabla 19. Cuadro precios descompuestos conductor tierra. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
m	Conductor de tierra 25 mm². Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 25 mm ² de sección.			
h	Oficial 1ª electricista.	0,10	20,48	2,05
m	Conductor de cobre desnudo, de 25 mm ² .	1,00	1,30	1,30
Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	0,10	1,15	0,12
%	Costes directos complementarios.	2,00	3,47	0,07
Total				3,65

Tabla 21. Cuadro precios descompuestos conductor protección. Fuente:Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Coste (€)	Importe (€)
m	Conductor de protección 25 mm2. Conductor de protección formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 25 mm ² de sección.			
h	Oficial 1ª electricista.	0,10	20,48	2,05
m	Conductor de cobre desnudo, de 25 mm ² .	1,00	1,30	1,30
Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	0,10	1,15	0,12
%	Costes directos complementarios.	2,00	3,47	0,07
Total				3,65

PRESUPUESTOS PARCIALES

Capítulo 1: Instalación fotovoltaica.

Tabla 22. Presupuesto parcial Capítulo 1. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Medición	Coste (€)	Importe (€)
Ud	Estructura SolarBloc hormigón.	6,00	423,73	2.542,38
Ud	Módulo solar fotovoltaico Trina Solar TSM-DE17M(II)-450W.	72,00	175,17	12.612,24
Ud	Concentrador lineal SMA String-Combiner DC-CMB-U15-16.	2,00	386,46	772,92
Ud	Inversor fotovoltaico Ingecon Sun 33TL M.	1,00	3670,70	3670,70
Ud	Hornacina.	1,00	261,24	261,24
m	Vallado parcela.	32,00	12,95	414,40
Total				20.273,88

Capítulo 2: Instalación eléctrica.

Tabla 23. Presupuesto parcial Capítulo 2. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Medición	Coste (€)	Importe (€)
m	Cable TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 4 mm2.	38,00	1,63	61,94
m	Cable TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 6 mm2.	110,00	3,57	392,70
m	Cable unipolar RV-K 50 mm2.	626,00	13,96	8.738,96
m	Cable multipolar RV-K 4x50 mm2.	3,00	52,63	157,89
m3	Zanja 40x70 cm.	47,60	37,11	1.766,44
m3	Relleno zanja 40x70 cm.	47,60	26,46	1.259,50
Total				12.377,43

Capítulo 3: Puesta a tierra.

Tabla 24. Presupuesto parcial Capítulo 3. Fuente: Cype y propia.

Ud	Descripción unidad de obra	Medición	Coste (€)	Importe (€)
Ud	Toma de tierra con pica.	6,00	159,59	957,54
m	Conductor de tierra.	95,00	3,65	346,75
m	Conductor de protección	75,00	3,65	273,75
Total				1.578,04

PRESUPUESTO FINAL

Tabla 25. Presupuesto final. Fuente: Cype y propia.

Presupuesto final	Importe (€)
Capítulo 1: Instalación fotovoltaica.	20.273,88
Capítulo 2: Instalación eléctrica.	12.377,43
Capítulo 3: Puesta a tierra.	1.578,04
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	34.229,35
Gastos generales (13%)	4.449,82
Beneficio industrial (6%)	2.053,76
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	40.732,93
I.V.A. (21%)	8.553,92
PRESUPUESTO FINAL	49.286,85

El presupuesto final asciende a la expresada cantidad de CUARENTA Y NUEVE MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y SEIS CON OCHENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

Valencia, Junio 2022

Iván Navas Bernal

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

1. OBJETO DEL PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

El objetivo principal del documento Pliego de Condiciones Técnicas es el de establecer las condiciones técnicas por las que se rige todo el proyecto de la instalación fotovoltaica para autoconsumo de 32,4 kW de potencia en una Cooperativa de enseñanza situada en la localidad de La Unión y que garantizan la correcta realización del Proyecto.

2. REGLAMENTOS

- Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energías eléctrica.
- Real Decreto 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT)
- Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) del REBT.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

3. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión se encuentra en la ITC BT 40 las distintas instalaciones generadoras de baja tensión, siendo clasificada la instalación fotovoltaica en el colegio como “Instalación generadora interconectada”, es decir, interconectada a una Red de Distribución Pública.

Se hace uso de la ITC-BT-02 para buscar las normas de referencia en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión necesarias para la instalación fotovoltaica.

4. CONDICIONES TÉCNICAS DE LA FASE DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Para la instalación eléctrica se siguen las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para establecer que la instalación cumple con los criterios que se exigen en Baja Tensión y el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.

4.1. MATERIAL CONDUCTOR

Según el apartado 5.5.2 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE: “Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos” (IDAE, 2011).

4.2. AISLANTE

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA y siguiendo la norma UNE-21123: “Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado” (IDAE, 2011).

4.3. CRITERIOS DE CÁLCULO

Para el cálculo de la intensidad admisible según la sección del conductor y obtener condiciones normalizadas de instalación se recurre a la norma UNE 20460 5.523 (2004) según la ITC-BT-19 para circuitos en instalaciones interiores.

Según el punto 5 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión: “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador” (Boletín Oficial de Estado, 2002).

4.4. PROTECCIONES

La normativa a seguir para el cálculo de las protecciones se encuentra en la ITC-BT-22 del REBT para protección contra sobrecargas en instalaciones interiores o receptoras y en la ITC-BT-23 del REBT para sobretensiones.

4.5. PUESTA A TIERRA

Se realiza el dimensionado y cálculo de la puesta a tierra de la instalación de las masas de Baja Tensión según la ITC-BT-18 del REBT.

5. CONDICIONES TÉCNICAS DE LA FASE DE MANTENIMIENTO INSTALACIÓN ELÉCTRICA

El mantenimiento de la instalación eléctrica con la finalidad de revisar y prevenir riesgos será realizado por técnicos electricistas cualificados y especializados para estas revisiones de instalaciones eléctricas fotovoltaicas.

La revisión se realizará una totalidad de tres veces anualmente, una cada trimestre.

Se debe realizar una inspección de los módulos fotovoltaicos por si existen averías o roturas y se debe comprobar el valor de *Performance Ratio*, de manera que en ningún momento se encuentre por debajo del 75 %. En ese caso, la pérdida de eficiencia o la rotura de algún módulo obligará a sustituir los módulos fotovoltaicos que lo necesiten.

Se debe realizar una inspección del cableado y de la conexión de los módulos fotovoltaicos entre sí y con las cajas de conexión e inversor. También se debe comprobar el correcto estado y funcionamiento de estos elementos eléctricos.

Mediante el uso de un polímetro el técnico electricista debe comprobar en varios módulos fotovoltaicos la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito.

Se debe comprobar el correcto estado de todos los elementos de protección de la instalación fotovoltaica y la correcta conexión de todas las masas de la instalación de baja tensión a la puesta a tierra.

6. CONDICIONES TÉCNICAS DE LA FASE DE LIMPIEZA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La limpieza de la instalación fotovoltaica de cada uno de los módulos fotovoltaicos se realizará una totalidad de tres veces anualmente, una cada trimestre. Además, también se deben limpiar los módulos fotovoltaicos después de algún momento de temporal en la zona debido a lluvias que depositen tierra o barro sobre ellos.

La limpieza se llevará a cabo a través de empresas de limpieza especializadas en limpiezas de instalaciones fotovoltaicas que realizarán la limpieza con agua a presión.

Condiciones de limpieza específicas para los módulos fotovoltaicos Trina Solar:

- Los módulos se deben limpiar cuando la irradiancia sea inferior a 200 W/m^2 .
- Al limpiar con agua a presión, la presión del agua en la superficie del cristal no debe superar los 700 kPa.
- Para limpiar los módulos se debe utilizar un paño suave junto con agua limpia y un detergente suave.
- La calidad del agua debe tener un pH entre 5 y 7 y unos valores de cloruro y salinidad por debajo de los 3000 mg/l.

7. INFORMACIÓN AL CENTRO DE POR DÓNDE DISCURREN LAS ZANJAS PARA EL CABLEADO

Se informa al Centro de Enseñanza donde se encuentra el recorrido de las zanjas por las cuáles discurre el cableado enterrado de la instalación eléctrica fotovoltaica.

La profundidad de la zanja es de 0,7 metros. Por tanto, se tienen zanjas de 40 x 70 cm. Estas zanjas discurren desde la salida del cableado del primer concentrador lineal de la instalación fotovoltaica hasta el inversor, siguiendo en todo momento una separación de un metro de distancia hacia dentro con el muro del colegio que limita la parcela del colegio con la carretera por la parte este de la parcela y de dos metros de distancia por la parte sur de la parcela.

PLANOS

Listado de planos:

Plano 1: Distribución en planta colegio y módulos fotovoltaicos.

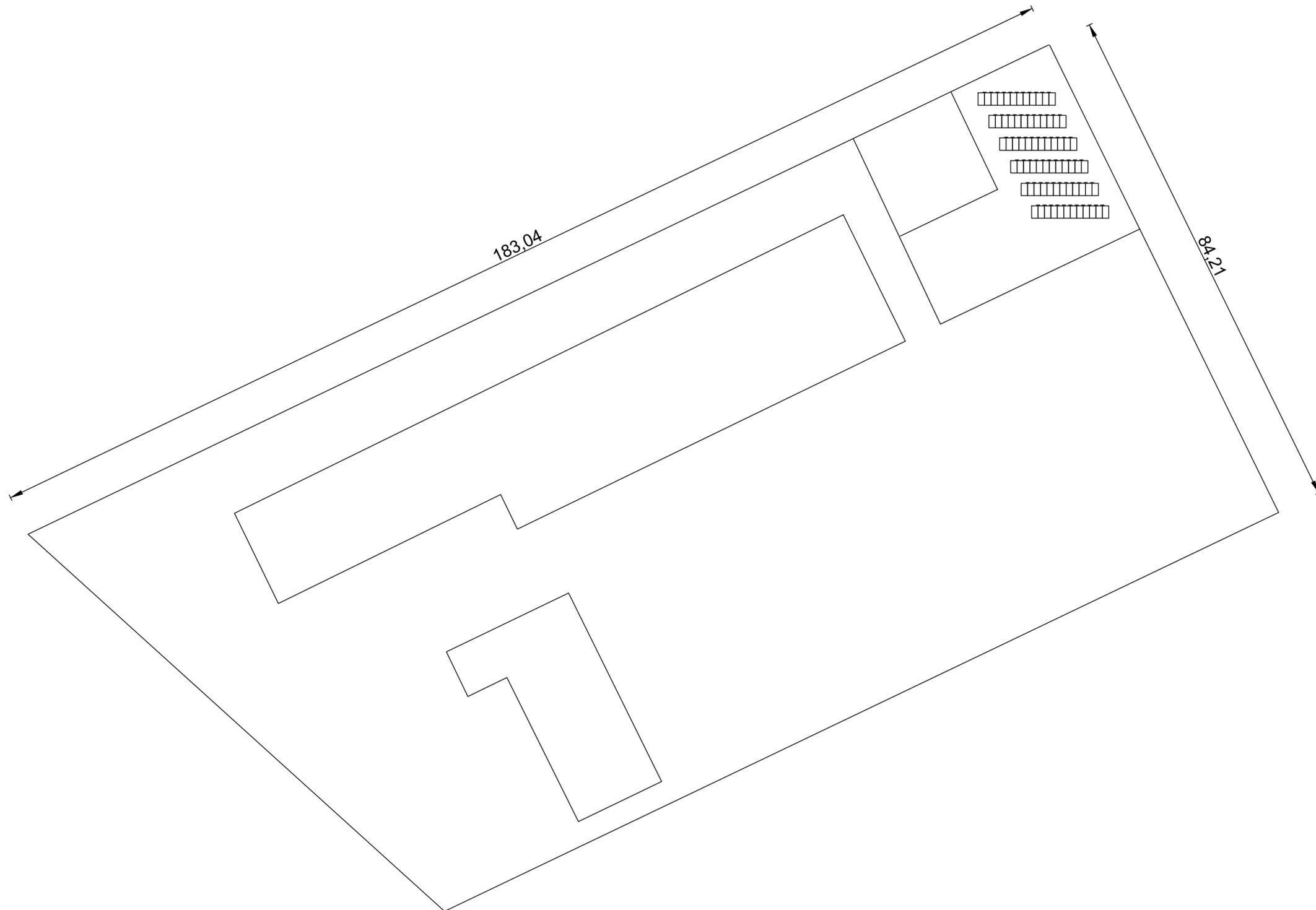
Plano 2: Distribución módulos fotovoltaicos en parcela.

Plano 3: Módulos fotovoltaicos y concentradores con cableado.

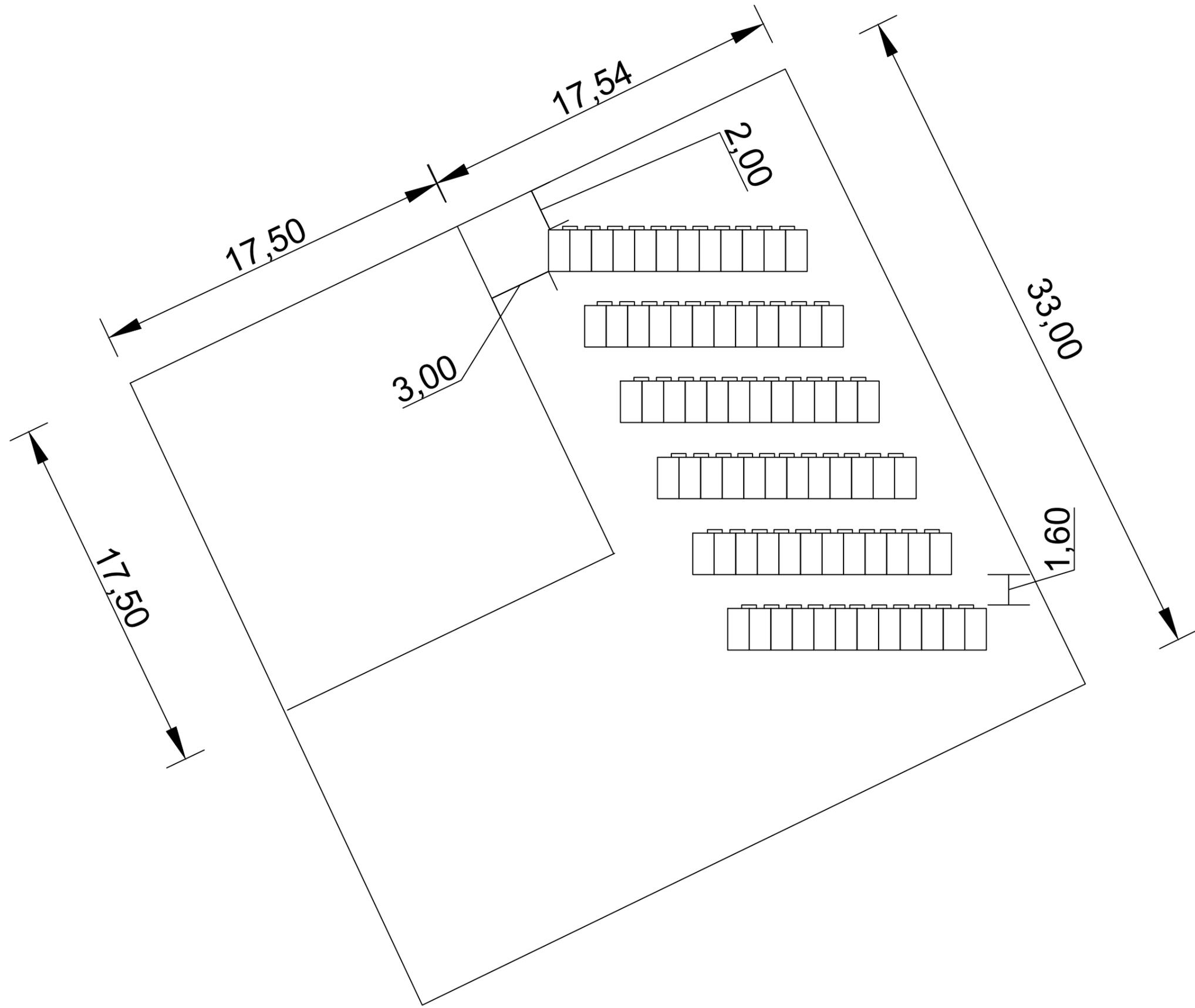
Plano 4: Detalle inversor y cuadro de Red.

Plano 5: Plano general con todos los elementos.

Plano 6: Diagrama unifilar.



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		Proyecto:	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA	
Fecha:		Escala:	
Julio 2022		1:500	
Plano:		Nº Plano:	
Iván Navas Bernal Autor proyecto		Distribución en planta colegio y módulos fotovoltaicos.	



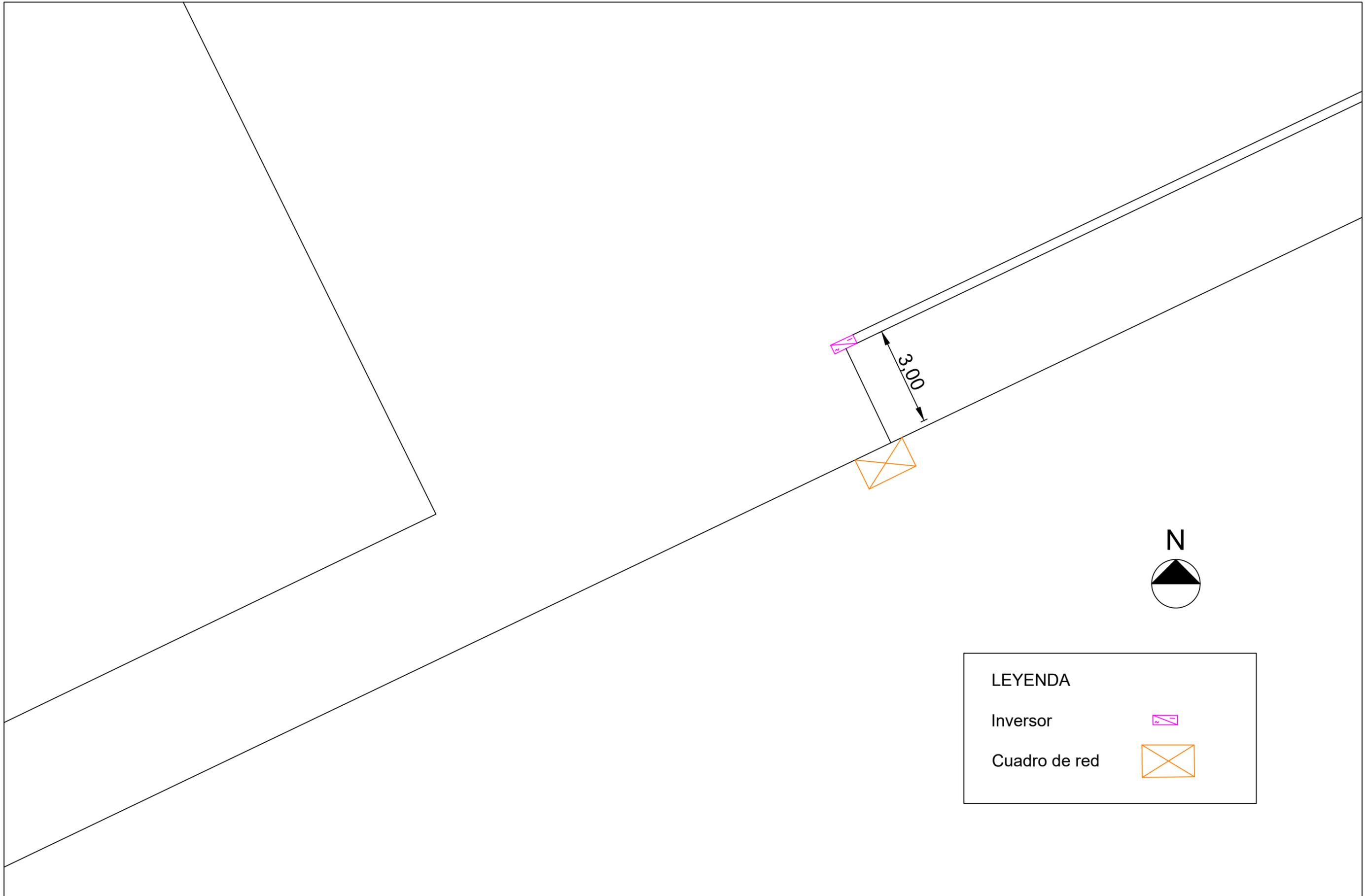


LEYENDA

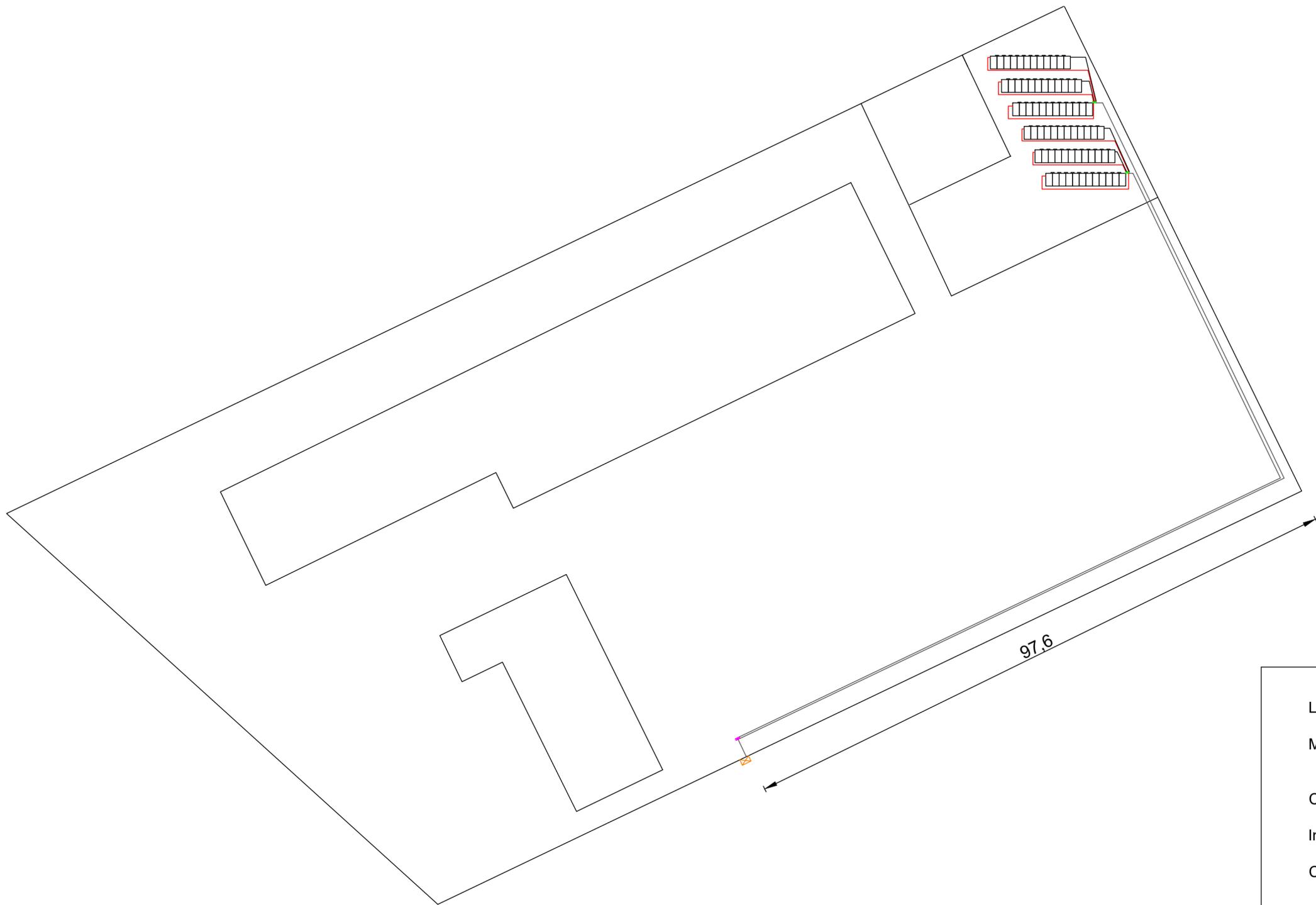
Módulo fotovoltaico 

Concentrador 





LEYENDA	
Inversor	
Cuadro de red	



LEYENDA	
Módulo fotovoltaico	
Concentrador	
Inversor	
Cuadro de red	

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

 UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

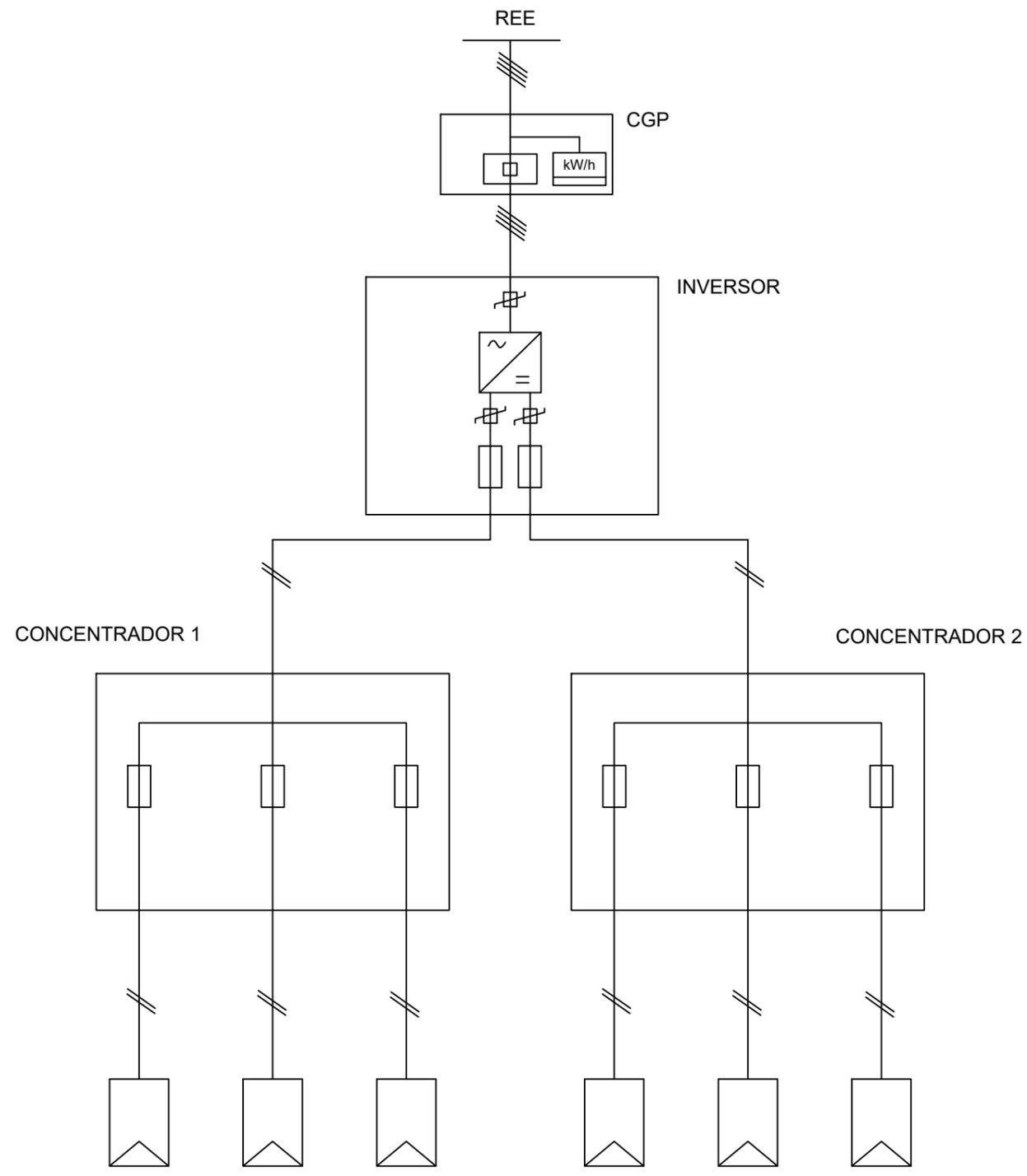
 ESCUELA
TÉCNICA
SUPERIOR
INGENIERÍA
INDUSTRIAL
VALENCIA

Iván Navas Bernal
Autor proyecto

Proyecto: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

Fecha: **Julio 2022** Escala: **1:500**

Plano: **Plano general con todos los elementos.** Nº Plano: **5**



LEYENDA

	STRING DE 12 MÓDULOS FV EN SERIE
	DESCARGADOR TIPO 2 DC Y TIPO 3 AC
	FUSIBLE

Anexos

**ANEXO A: ESTUDIO DE CONSUMOS Y GASTOS
ENERGÉTICOS DEL COLEGIO**

Gracias a las facturas eléctricas facilitadas por el colegio y a la curva horaria con los consumos hora a hora de todo el año en el periodo de facturación se puede realizar el estudio de sus consumos y gastos eléctricos anuales.

Se estudia en primera instancia el consumo que tiene el colegio mes a mes en el año 2021 en kWh, pues estos consumos son los que refleja el colegio normalmente. No se ha hecho el estudio con las facturas del año 2020 porque al ser el año de la Covid-19, los consumos no son comparables para hacer un estudio basado en ellos.

Tabla 1. Consumo anual del colegio en 2021. Fuente: propia.

Meses	Consumo anual (kWh)
Enero	3.761,00
Febrero	3.847,00
Marzo	3.477,00
Abril	3.064,00
Mayo	3.229,00
Junio	1.303,00
Julio	1.731,00
Agosto	1.239,00
Septiembre	3.815,00
Octubre	3.966,00
Noviembre	4.109,00
Diciembre	3.434,00
TOTAL	36.975,00

Se observa que los meses de junio, julio y agosto tienen muy poco consumo en comparación con los demás meses en los cuáles el colegio sí está operativo

A continuación, se estudia el consumo diurno que tiene el colegio en el año 2021 para así conocer cuánta energía deberán cubrir las placas mensualmente en horario diurno y así conocer cuántos serán los excedentes que se pueden verter a la red.

Tabla 2. Consumo diurno anual del colegio. Fuente: propia.

Meses	Consumo diurno (kWh)
Enero	2.295,00
Febrero	2.443,27
Marzo	2.260,02
Abril	2.117,21
Mayo	2.491,89
Junio	954,03
Julio	1.181,72
Agosto	862,22
Septiembre	2.926,50
Octubre	2.760,84
Noviembre	2.569,80
Diciembre	2.034,74
TOTAL	24.897,23

Tras estudiar estos consumos y comentarlo con la dirección del centro se decide optar por acoger la instalación al modelo de Autoconsumo con Excedentes Sin Compensación como se explica en el Apartado 7.2.

Con estos datos se puede observar también que, en el colegio, durante las horas en las que no hay luz, en las cuales el colegio permanece cerrado (periodo valle), anualmente se consume un 32,66 % del consumo total anual, es decir, existe un gran consumo en horario extraescolar como se observa en la Figura 1.

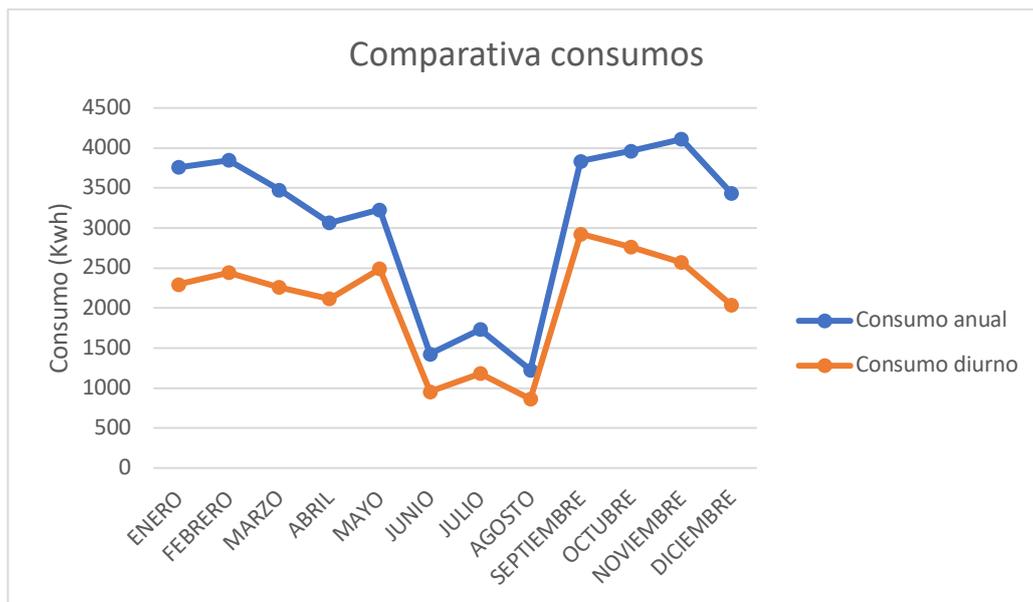


Figura 1. Consumo anual vs consumo diario anual en el colegio. Fuente: propia.

Este estudio de los consumos previo al estudio de la instalación fotovoltaica permite al colegio obtener información sobre sus consumos mensuales y le permite ser consciente del problema de ahorro energético que tienen. Por tanto, reduciendo este consumo se pueden generar aún más beneficios con la generación de energía de la instalación fotovoltaica al ahorrar aún más con el autoconsumo, ya que al consumir menos energía en horas valle en las cuáles el colegio debe comprar la energía, el ahorro final es mayor.

Se estudia también el gasto eléctrico que suponen las facturas eléctricas para el colegio mensualmente durante el año 2021.

Tabla 3. Coste anual de las facturas del colegio en 2021. Fuente: propia.

Meses	Coste (€)
Enero	830,58
Febrero	434,12
Marzo	747,08
Abril	771,99
Mayo	819,92
Junio	448,55
Julio	306,34
Agosto	475,52
Septiembre	1.245,65
Octubre	1.356,00
Noviembre	1.425,68
Diciembre	1.592,20
TOTAL	10.453,63

El tipo de tarifa de luz que tiene el colegio es la Tarifa 3.0TD, la cual divide los meses del año en cuatro temporadas según el precio de la luz: temporada baja, media, media alta y alta.

Tabla 4. Temporadas de la tarifa 3.0TD. Fuente: GSE-Eficiencia energética.

TEMPORADAS TARIFA 3.0TD			
MES	PENÍNSULA	CANARIAS	BALEARES
ENERO	ALTA	MEDIA	MEDIA
FEBRERO	ALTA	MEDIA	MEDIA
MARZO	MEDIA ALTA	MEDIA	BAJA
ABRIL	BAJA	BAJA	BAJA
MAYO	BAJA	BAJA	MEDIA ALTA
JUNIO	MEDIA	BAJA	ALTA
JULIO	ALTA	ALTA	ALTA
AGOSTO	MEDIA	ALTA	ALTA
SEPTIEMBRE	MEDIA	ALTA	ALTA
OCTUBRE	BAJA	ALTA	MEDIA ALTA
NOVIEMBRE	MEDIA ALTA	MEDIA ALTA	BAJA
DICIEMBRE	ALTA	MEDIA ALTA	MEDIA

Se observa que los meses de noviembre hasta marzo comprenden los meses en los cuáles la facturación de la luz es más cara en la Península. Estos meses coinciden con los meses en los que el colegio cuenta con unos mayores consumos, también mayores consumos en horario extraescolar y, por tanto, esto se ve reflejado en un mayor precio al que hacer frente en las facturas de la luz de estos meses. De ahí la importancia de llevar a cabo acciones para incentivar el ahorro energético en el colegio y poder así reducir gastos en las facturas de la luz.

ANEXO B: CÁLCULOS PARA EL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Todos los cálculos de este Anexo se realizan para el ángulo óptimo de inclinación de 35 grados y para el ángulo de inclinación real de la instalación fotovoltaica de 18 grados impuesto por los soportes de hormigón que conforman la estructura de los módulos fotovoltaicos.

En primer lugar, con el objetivo de obtener los datos para calcular el número de módulos fotovoltaicos, se obtienen de PVGIS los valores de irradiación solar en kWh/m² para cada mes. Con estos valores se calculan las horas de sol pico mes a mes a través de la Expresión 1 y, por tanto, se obtienen las horas de sol pico anuales.

Tabla 1. Horas de sol pico anuales según inclinación de las placas. Fuente: PVGIS y propia.

Mes/Ángulo	HSP/mes	
	35°	18°
Enero	142,40	117,84
Febrero	144,90	127,46
Marzo	179,94	169,36
Abril	189,42	190,46
Mayo	209,29	221,33
Junio	212,76	231,33
Julio	219,77	236,38
Agosto	212,05	217,83
Septiembre	182,86	176,78
Octubre	167,06	150,91
Noviembre	134,93	114,74
Diciembre	133,64	109,02
HSP/año	2.129,02	2.063,44

Posteriormente se calcula la energía en kWh que genera cada módulo mensualmente según las horas de sol pico y la potencia del módulo según la Expresión 2. La potencia de los módulos fotovoltaicos de la instalación es de 450 Wp.

Tabla 2. Energía que genera cada módulo anualmente según su inclinación. Fuente: propia.

Mes/Ángulo	Energía módulo (kWh)	
	35°	18°
Enero	48,06	39,77
Febrero	48,90	43,02
Marzo	60,73	57,16
Abril	63,93	64,28
Mayo	70,64	74,70
Junio	71,81	78,07
Julio	74,17	79,78
Agosto	71,57	73,52
Septiembre	61,72	59,66
Octubre	56,38	50,93
Noviembre	45,54	38,72
Diciembre	45,10	36,79
TOTAL	718,54	696,41

Una vez se conoce la generación anual de energía producida por un módulo y una vez estimada la demanda objetivo a cubrir, se calcula el número total de módulos fotovoltaicos necesarios mediante la Expresión 3.

Inicialmente se pretende cubrir un 150% del consumo total anual del colegio para obtener así el máximo beneficio económico posible. Para ello se obtienen los siguientes números de módulos fotovoltaicos según el ángulo de inclinación.

Tabla 3. Número de módulos necesarios según la inclinación de las placas. Fuente: propia.

Ángulo	Número de módulos	
	35°	18°
Cubriendo 150% consumo anual (kWh)	77	80

Como se estudia en el Apartado 9, debido a la distribución serie-paralelo de los módulos fotovoltaicos y a la elección de los elementos eléctricos de la instalación, finalmente la instalación fotovoltaica consta de un número de **72 módulos fotovoltaicos, lo que equivale a cubrir un 130% del consumo anual del colegio.**

Se calcula a continuación la cantidad de energía total que generaría la instalación con 77 y 80 módulos mensualmente según el ángulo de inclinación.

Tabla 4. Energía generada por la instalación según la inclinación de las placas. Fuente: propia.

Mes/Ángulo	Energía generada por los módulos (kWh)	
	77 módulos 35°	80 módulos 18°
Enero	3.709,62	3.167,38
Febrero	3.774,75	3.425,95
Marzo	4.687,57	4.552,17
Abril	4.934,53	5.119,31
Mayo	5.452,15	5.949,05
Junio	5.542,55	6.217,84
Julio	5.725,17	6.353,58
Agosto	5.524,05	5.854,98
Septiembre	4.763,63	4.751,61
Octubre	4.352,03	4.056,26
Noviembre	3.515,02	3.084,06
Diciembre	3.481,42	2.930,31
TOTAL	55.462,50	55.462,50

Se calcula a continuación la generación de energía de la instalación con 72 módulos fotovoltaicos.

Tabla 5. Energía generada por 72 placas según su inclinación. Fuente: propia.

Mes/Ángulo	Energía generada por los módulos (kWh)	
	72 módulos	
	35°	18°
Enero	3.460,32	2.863,51
Febrero	3.521,07	3.097,28
Marzo	4.372,54	4.115,45
Abril	4.602,91	4.628,18
Mayo	5.085,75	5.378,32
Junio	5.170,07	5.621,32
Julio	5.340,41	5.744,03
Agosto	5.152,82	5.293,27
Septiembre	4.443,50	4.295,75
Octubre	4.059,56	3.667,11
Noviembre	3.278,80	2.788,18
Diciembre	3.247,45	2.649,19
TOTAL	51.735,19	50.141,59

Se observa que, a lo largo del año, con una inclinación de 18 grados se cubrirán unos 50.141,59 kWh anuales, lo que supone un 130% del consumo anual que tiene el colegio.

Existe una pérdida de generación de energía con respecto a la inclinación óptima de 35 grados en el cómputo general anual, ya que así se generarían 1.593,60 kWh más. Sin embargo, se puede observar que en los meses de abril a agosto la instalación genera más energía con 18 grados que con 35 grados. Estos meses coinciden con los meses en los que se genera con la instalación un mayor número de excedentes para así poder vender a la red, por lo que la pérdida de generación de energía global con respecto a la inclinación óptima de 35 grados no es ningún problema.

Se muestra a continuación la cantidad de excedentes que se obtienen de la instalación mensualmente tras estudiar cuál es el consumo que se produce en el colegio durante las horas de sol, el consumo en las horas nocturnas y la generación de energía que genera la instalación.

Tabla 6. Excedentes de energía que se producen con la instalación fotovoltaica anualmente. Fuente: propia.

Meses	Energía necesaria a cubrir (kWh)	Energía diurna que cubre la FV (kWh)	Energía total generada por la FV (kWh)	Energía que se compra (kWh)	Energía que se vende (kWh)
Enero	3.761,00	2.295,00	2.863,51	1.466,00	568,51
Febrero	3.847,00	2.443,27	3.097,28	1.403,73	654,01
Marzo	3.477,00	2.260,02	4.115,45	1.216,98	1.855,43
Abril	3.064,00	2.117,21	4.628,18	946,79	2.510,97
Mayo	3.229,00	2.491,89	5.378,32	737,11	2.886,43
Junio	1.303,00	954,03	5.621,32	348,97	4.667,28
Julio	1.731,00	1.181,72	5.744,03	549,28	4.562,32
Agosto	1.239,00	862,22	5.293,27	376,78	4.431,04
Septiembre	3.815,00	2.926,50	4.295,75	888,50	1.369,26
Octubre	3.966,00	2.760,84	3.667,11	1.205,16	906,28
Noviembre	4.109,00	2.569,80	2.788,18	1.539,20	218,38
Diciembre	3.434,00	2.034,74	2.649,19	1.399,26	614,45
TOTAL	36.975,00	24.897,23	50.141,59	12.077,77	25.244,36

En conclusión, se observa que, aunque no tomemos el ángulo óptimo de 35 grados proporcionando por PVGIS, con un ángulo de 18 grados de inclinación también se pueden obtener beneficios económicos con un gran número de excedentes energéticos.

ANEXO C: CÁLCULOS PARA EL DISEÑO DEL CABLEADO

Se estudian dos opciones diferentes para el diseño del cableado:

- **Opción A:** se coloca el inversor lo más cerca posible del cuadro de conexión a red con la finalidad de obtener la menor caída de tensión posible en la instalación.
- **Opción B:** se coloca el inversor al lado de los concentradores con la finalidad de obtener los menos metros posibles de cableado.

OPCIÓN A:

Se calcula la sección de cable necesaria por el Criterio de Caída de Tensión según la Expresión 12 para trifásica (tramo Inversor-Red) y la Expresión 13 para monofásica (tramos desde *Strings* hasta Inversor). De esta forma, se calcula en primer lugar la sección necesaria para cada tramo en mm^2 que posteriormente se normaliza (columna final de la Tabla 1) tras haber establecido la caída de tensión porcentual límite por tramos.

Tabla 7. Sección normalizada por Criterio de Caída de Tensión Opción A. Fuente: propia.

Tramos	Longitud (m)	Potencia (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Caída tensión porcentual límite(%)	Sección Criterio Caída Tensión (mm ²)	Sección Criterio Caída Tensión NORMALIZADA (mm ²)
String 1 - Concentrador 1	32	5.400	492	10,98	0,5	5,89	6
String 2 - Concentrador 1	23	5.400	492	10,98	0,5	4,23	6
String 3 - Concentrador 1	19	5.400	492	10,98	0,5	3,50	4
String 1 - Concentrador 2	32	5.400	492	10,98	0,5	5,89	6
String 2 - Concentrador 2	23	5.400	492	10,98	0,5	4,23	6
String 3 - Concentrador 2	19	5.400	492	10,98	0,5	3,50	4
Concentrador 1 - Inversor	163	16.200	492	32,94	1	4,69	50
Concentrador 2 - Inversor	150	16.200	492	32,94	1	1,38	50
Inversor - Red	3	32.400	400	65,88	1,5	41,22	1,5

Una vez se tiene la sección del cable en mm^2 normalizada para cada tramo, se calcula cuál será la caída de tensión porcentual real para cada tramo y la caída de tensión porcentual acumulada, también a través de las expresiones 12 y 13.

Tabla 8. Caída de tensión porcentual por tramos Opción A. Fuente: propia.

Tramos	Caída tensión porcentual (%)	Caída tensión porcentual acumulada (%)
String 1 - Concentrador 1	0,49	0,49
String 2 - Concentrador 1	0,35	0,35
String 3 - Concentrador 1	0,44	0,44
String 1 - Concentrador 2	0,49	0,49
String 2 - Concentrador 2	0,35	0,35
String 3 - Concentrador 2	0,44	0,44
Concentrador 1 - Inversor	0,90	1,39
Concentrador 2 - Inversor	0,83	1,32
Inversor - Red	0,03	1,42

OPCIÓN B:

Se realizan los mismos cálculos que para la Opción A, con la única diferencia de la longitud del cableado, pues la colocación del inversor es distinta en cada una de las opciones y, por tanto, la longitud del cableado también cambia.

Tabla 9. Sección normalizada por Criterio de Caída de Tensión Opción B. Fuente: propia.

Tramos	Longitud (m)	Potencia (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Caída tensión porcentual límite (%)	Sección Criterio Caída Tensión (mm ²)	Sección Criterio Caída Tensión NORMALIZADA (mm ²)
String 1 - Concentrador 1	32	5.400	492	10,98	0,5	5,89	6
String 2 - Concentrador 1	23	5.400	492	10,98	0,5	4,23	6
String 3 - Concentrador 1	19	5.400	492	10,98	0,5	3,50	4
String 1 - Concentrador 2	32	5.400	492	10,98	0,5	5,89	6
String 2 - Concentrador 2	23	5.400	492	10,98	0,5	4,23	6
String 3 - Concentrador 2	19	5.400	492	10,98	0,5	3,50	4
Concentrador 1 - Inversor	17	16.200	492	32,94	1	4,69	6
Concentrador 2 - Inversor	5	16.200	492	32,94	1	1,38	1,5
Inversor - Red	148	32.400	400	65,88	1,5	41,22	50

Tabla 10. Caída de tensión porcentual por tramos Opción B. Fuente: propia.

Tramos	Caída tensión porcentual (%)	Caída tensión porcentual acumulada (%)
String 1 - Concentrador 1	0,49	0,34
String 2 - Concentrador 1	0,35	0,41
String 3 - Concentrador 1	0,44	0,32
String 1 - Concentrador 2	0,49	0,34
String 2 - Concentrador 2	0,35	0,41
String 3 - Concentrador 2	0,44	0,32
Concentrador 1 - Inversor	0,78	1,20
Concentrador 2 - Inversor	0,23	0,64
Inversor - Red	1,24	2,43

En la Tabla 5 se muestra los valores de intensidades admisibles y la sección final normalizada para ambas opciones según el Criterio Térmico.

Tabla 11. Sección normalizada por tramos por Criterio Térmico. Fuente: propia.

Tramos	Corriente nominal (A)	Corriente de diseño ((A)	Corriente admisible (A)	Sección Criterio Térmico NORMALIZADA (mm2)
String 1 - Concentrador 1	10,98	13,72	24	1,5
String 2 - Concentrador 1	10,98	13,72	24	1,5
String 3 - Concentrador 1	10,98	13,72	24	1,5
String 1 - Concentrador 2	10,98	13,72	24	1,5
String 2 - Concentrador 2	10,98	13,72	24	1,5
String 3 - Concentrador 2	10,98	13,72	24	1,5
Concentrador 1 - Inversor	32,94	41,17	56	6
Concentrador 2 - Inversor	32,94	41,17	56	6
Inversor - Red	65,88	82,35	144	50

Para elegir la sección final de los conductores, se elige la sección mayor entre las calculadas con ambos criterios (Térmico y Caída de Tensión). De esta manera se tiene las siguientes secciones finales para los conductores en cada una de las dos opciones:

- **Opción A:** se coloca el inversor lo más cerca posible del cuadro de conexión a red con la finalidad de obtener la menor caída de tensión posible en la instalación.

Tabla 12. Sección final por tramos Opción A. Fuente: propia.

Tramos	Sección Criterio Caída Tensión NORMALIZADA	Sección Criterio Térmico NORMALIZADA	Sección final (mm2)
String 1 - Concentrador 1	6	1,5	6
String 2 - Concentrador 1	6	1,5	6
String 3 - Concentrador 1	4	1,5	4
String 1 - Concentrador 2	6	1,5	6
String 2 - Concentrador 2	6	1,5	6
String 3 - Concentrador 2	4	1,5	4
Concentrador 1 - Inversor	50	6	50
Concentrador 2 - Inversor	50	6	50
Inversor - Red	1,5	50	50

- **Opción B:** se coloca el inversor al lado de los concentradores con la finalidad de obtener los menos metros posibles de cableado.

Tabla 13. Sección final por tramos Opción B. Fuente: propia.

Tramos	Sección Criterio Caída Tensión NORMALIZADA	Sección Criterio Térmico NORMALIZADA	Sección final (mm ²)
String 1 - Concentrador 1	6	1,5	6
String 2 - Concentrador 1	6	1,5	6
String 3 - Concentrador 1	4	1,5	4
String 1 - Concentrador 2	6	1,5	6
String 2 - Concentrador 2	6	1,5	6
String 3 - Concentrador 2	4	1,5	4
Concentrador 1 - Inversor	6	6	6
Concentrador 2 - Inversor	1,5	6	6
Inversor - Red	50	50	50

