



ETS INGENIEROS CAMINOS,  
CANALES Y PUERTOS

**Dimensionado de una instalación solar fotovoltaica  
y estudio de la viabilidad económica para el  
suministro de energía de la EDAR Monte Orgegia  
(Alicante)**

---

**TRABAJO DE FIN DE GRADO**

*Presentado por:*

**Rubio Pedro, Jorge**

*Para la obtención del:*

**Grado en Ingeniería Civil**

Fecha: Valencia julio2020

Curso:2019/2020

Tutor: Pérez Martín, Miguel Ángel





### Agradecimientos:

*A mi tutor, Miguel Ángel, por su interés y ayuda durante todos estos meses. A mis padres, Jose Manuel e Inmaculada, por su ayuda durante este tiempo de la elaboración del trabajo pero, sobre todo, por su infinita paciencia y por su implicación para conseguir formarme como persona durante toda mi vida. A mi hermano Carles, por ser un apoyo durante los momentos más duros. A mis compañeros que he conocido durante estos años en la escuela, porque se han convertido en parte importante de mi día a día. Y, por último, a mis abuelos, por enseñarme el amor incondicional y el valor que obtiene en mi vida la palabra familia.*

***Muchas gracias.***







## **RESUMEN**

El objeto de este Trabajo de Fin de Grado es el análisis y estudio de la viabilidad de llevar a cabo la implantación de una instalación de placas fotovoltaicas colindantemente a la EDAR de Monte Orgegia, ubicada en Alicante.

Inicialmente, se han de recabar todos los datos posibles de funcionamiento del a EDAR, tales como consumos, distribución u otros parámetros de funcionamiento de la EDAR. Se deberán realizar como trabajos previos, además, el estudio de las zonas donde su puede realizar la instalación en función de la clasificación del suelo.

Conjuntamente se debe realizar, tras obtener los datos energéticos solares, un estudio de las diferentes opciones dentro del mercado de paneles fotovoltaicos, teniendo en cuenta los datos de consumos eléctricos de la EDAR, tanto en tema de calidad (potencia) como económicos.

Una vez obtenida toda la información se debe dimensionar la instalación de placas fotovoltaicas, obteniendo como resultado el número a instalar, su orientación, su inclinación...

Como parte final se ha de presupuestar su puesta en funcionamiento junto con un proceso constructivo y los planos pertinentes.

Como conclusión, cabe destacar la importancia que tiene hoy en día la utilización de energías renovables y limpias como es la energía solar para preservar algo tan preciado como es nuestro medio ambiente y contribuir a un desarrollo sostenible, siendo además de ayuda para un objetivo tan importante en la sociedad de hoy en día como es la reutilización del agua.

**Palabras clave:** Energía, Diseño, Solar, Panel, Fotovoltaico, Medioambiente, Productividad, Criterios, Ubicación, Análisis, Irradiancia, Producción, Demanda, Compra, Venta, Autoconsumo, Económico.



## RESUM

L'objecte d'aquest treball de fi de grau es l'anàlisi i estudi de la viabilitat per portar a terme la implantació de una instal·lació de plaques fotovoltaïques a l'EDAR de Monte Orgegia, ubicada a Alacant.

Inicialment, s'han de obtenir totes les dades possibles del funcionament de l'EDAR, aquestes han de ser consums, distribucions i altre paràmetres de funcionament d'aquesta. Es deuen realitzar com a treballs previs, a més, l'estudi de les zones on es pot realitzar la instal·lació en funció de la classificació del sòl.

Conjuntament es deuen realitzar, després d'obtenir les dades energètiques solars, un estudi de les diferents opcions tenint en compte tant factors de qualitat, com es la potència d'aquestes, com econòmics.

Una vegada obtinguda tota la informació es deu dimensionar la instal·lació de panells, obtenint com a resultats el número a instal·lar, la seva orientació, la seva inclinació...

Com a part final s'ha de pressupostar la seua posada en funcionament junt amb un procés constructiu i els plànols pertinents.

En conclusió, cap destacar la importància que hi ha hui a dia a la utilització d'energies renovables i netes com es la energia solar per a preservar una cosa tan important com es el nostre mig ambient i contribuir a un desenvolupament sostenible, sent a més d'ajuda per a un objectiu tant important a la societat de avui dia com es la reutilització de l'aigua.

**Paraules clau:** Energia, Disseny, Solar, Panel, Fotovoltaic, Mig ambient, Productivitat, Criteris, Ubicació, Anàlisi, Irradiància, Producció, Demanda, Compra, Venta, Autoconsum, Econòmic.



## **ASBTRACT**

The purpose of this final degree project is the analysis and study of the viability of carrying out the implementation of a photovoltaic panels' installation in the EDAR of Monte Orgegia, at Alicante.

Firstly, is received all the possible information of the EDAR (consumption and other operating parameters of it). Also, in the previously work, a ground study is made to know where is possible to install the installation.

In addition, after to know the solar energetic information, a photovoltaic panel study is made to know which option is the best. After this, is made the measurement of the photovoltaic panels' installation.

To the end the budget of the project is made with a construction process and all the plans of the project.

In conclusion, it is worth highlighting the importance of using clean and renewable energy such as solar energy today to preserve something as precious as our environment and contribute to sustainable development, in addition to help to clean an important thing like the use and the reuse of water.

**Key words:** Energy, Design, Solar, Photovoltaic, Panels, Environment, Productivity, Criteria, Site, Analysis, Irradiance, Production, Demand, Buy of energy, Sale of energy, Self consumption, Economic.





# **TOMO 1**





## **INDICE GENERAL DEL PROYECTO**

### **TOMO 1**

- **DOCUMENTO Nº1: MemoriaGeneral**

#### **ANEJOS A LA MEMORIA**

**ANEJO Nº1: DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN**

**ANEJO Nº2: JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS**

**ANEJO Nº3: ESTUDIO ECONÓMICO**

**ANEJO Nº4: OPTIMIZACIÓN DE INVERSORES**

**ANEJO Nº5: GEOMETRÍA DISTRIBUCIÓN PANELES**

**ANEJO Nº6: CÁLCULOS CABLEADO LÍNEAS ELÉCTRICAS**

**ANEJO Nº 7: SOLUCIONES ALTERNATIVAS**

### **TOMO 2**

- **DOCUMENTO Nº2: Planos**

**Plano Nº1: SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO**

**Plano Nº2: IMPLANTACIÓN EN EL ÁMBITO TERRITORIAL**

**Plano Nº3.1: EXPLANADA UBICACIÓN SECCIONES**

**Plano Nº3.2: EXPLANADA SECCIONES**

**Plano Nº4.1: PLANTA GENERAL PLACAS FOTOVOLTAICAS**

**Plano Nº4.2: PLANTA GENERAL INVERSORES Y CABLEADO**

**Plano Nº5: DETALLES**

- **DOCUMENTO Nº3: Presupuesto**







# **DOCUMENTO Nº 1**

## *MEMORIA GENERAL*





## ÍNDICE DE LA MEMORIA

### Contenido

1.Introducción .....	21
2.Antecedentes .....	23
3.Localización .....	30
4.Metodología .....	32
5.Dimensionamiento previo.....	37
6.Diseño de la Instalación .....	56
7.Conclusión.....	64
8.Referencias.....	65





## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES Y GRÁFICAS

<i>Ilustración 1: Mapa de la Comunidad Valenciana</i>	22
<i>Ilustración 2 : Esquema estructural de la EDAR Monte Orgegia</i>	23
<i>Ilustración 3 : Vista aérea del funcionamiento de una EDAR</i>	24
<i>Ilustración 4: Gráfica mensual de consumos eléctricos en GWh para el año 2019</i>	25
<i>Ilustración 5: Gráfica mensual de volúmenes depurados en hm<sup>3</sup> para el año 2019</i>	25
<i>Ilustración 6: Mapa de la zona norte de Alicante</i>	30
<i>Ilustración 7: Croquis de Google Maps de ubicación de la EDAR Monte Orgegia</i>	31
<i>Ilustración 8: Esquema del dimensionamiento previo</i>	34
<i>Ilustración 9: Esquema del diseño de la instalación</i>	36
<i>Ilustración 10: Recorte de la página PVGIS para la obtención de irradiancia</i>	37
<i>Ilustración 11: Recorte de la página PVGIS para la obtención de irradiancia</i>	38
<i>Ilustración 12: Recorte de la página PVGIS para la obtención de irradiancia</i>	38
<i>Ilustración 13: Gráfica irradiancia anual</i>	39
<i>Ilustración 14: Gráficas de producción y demanda</i>	43
<i>Ilustración 15: Gráficas producción igual a autoconsumo más venta de energía</i>	48
<i>Ilustración 16: Gráficas demanda igual a autoconsumo más compra de energía</i>	49
<i>Ilustración 17: Gráfica evolución del coste</i>	52
<i>Ilustración 18: Esquema panel Winaico Solar WST – M6 – 330 W</i>	56
<i>Ilustración 19: Plano general vista Alicante</i>	57
<i>Ilustración 20: Plano ubicación EDAR Monte Orgegia</i>	57
<i>Ilustración 21: Imagen Google Maps zona Monte Orgegia</i>	58
<i>Ilustración 22: Extracto del Plano Nº 2 IMPLANTACIÓN EN EL ÁMBITO TERRITORIAL</i>	58
<i>Ilustración 23: Secciones zanjas tipo</i>	61





## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Discreción horaria–mensual obtención irradiancia</i>	39
<i>Tabla 2: Conversión demandas anuales 2019</i>	40
<i>Tabla 3: Discreción horaria–mensual demanda anual</i>	41
<i>Tabla 4: Discreción horaria–mensual de producción por módulo</i>	42
<i>Tabla 5: Discreción horaria–mensual de producción total</i>	43
<i>Tabla 6: Discreción horaria–mensual de autoconsumo</i>	44
<i>Tabla 7: Discreción horaria–mensual de compra de energía</i>	45
<i>Tabla 8: Discreción horaria–mensual de venta de energía.</i>	46
<i>Tabla 9: Esquemática explicación casos reales</i>	47
<i>Tabla 10: Resolución de costes unitarios</i>	51
<i>Tabla 11: Obtención de resultados</i>	51
<i>Tabla 12: Evolución económica de la instalación</i>	54
<i>Tabla 13: Evolución económica actualizada de la instalación</i>	55
<i>Tabla 14: Resultados estudio líneas de cableado eléctrico</i>	60







## 1. Introducción

El siguiente trabajo se basa en el estudio de viabilidad sobre la posibilidad de ejecución de un parque de placas fotovoltaicas en la EDAR Monte Orgegia (Alicante) para el abastecimiento del actual consumo eléctrico que la EDAR necesita. Además, se dimensiona dicho parque en función de la solución obtenida en el estudio económico y se planifica la posible ejecución de la instalación junto con mediciones y precio final.

Todo ello está basado en la situación actual donde encontramos la EDAR Monte Orgegia, ubicada al norte de Alicante, que, como recibe una demanda de varias poblaciones, genera un gasto anual a la administración de aproximadamente 350.000 €.

Dado que se encuentra en una zona aislada de terreno del tipo montañoso, se encuentra una situación con posibilidades para implantación de instalaciones que ayuden a reducir este gasto anual a la administración. En este caso se estudia la viabilidad de una posible instalación de placas fotovoltaicas.

Para ello se estructurará su estudio de viabilidad en un dimensionamiento previo donde se obtenga el volumen necesario y óptimo de la instalación para este caso. Se obtendrán distintas soluciones entre las que se elegirá la que mayor rentabilidad aporte a la EDAR. Con ello se obtendrá, además, el coste de esta posible instalación, pero solo de esta parte. Para proyectar el coste real se ha de proyectar la obra necesaria.

Es por ello que se diseñará la instalación con los pasos necesarios que se seguirían para la redacción de un proyecto tipo de Ingeniería Civil. En este caso se obviará el DOCUMENTO Nº 3 PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS ya que es excluyente del objeto de este TFG, por lo que el DOCUMENTO Nº 3 será el correspondiente al PRESUPUESTO.

Para el diseño total de la instalación se ejecutará un proceso constructivo donde se podrán observar las diferentes fases de obra más fácilmente para la ejecución final de la instalación.

Se necesitará de la obtención de topografía y cartografía del terreno para conocer el entorno en el que se encuentra la posible instalación y, además, será necesario para la proyección futura de los planos.

Una vez se obtienen las mediciones, las cuales ayudan a la proyección de los planos, se podrá presupuestar el precio final llamado Precio Base de Licitación, con su correspondiente I.V.A. incluido, que irá recogido en el DOCUMENTO Nº3 PRESUPUESTO.

Este precio base de licitación se comparará con el beneficio generado por la instalación obtenido durante el estudio económico para evaluar la posible rentabilidad de la instalación a ejecutar. Se matizará durante la conclusión que el precio de la posible instalación total supondría un beneficio para el futuro, ya que muchas unidades de obra del presupuesto no se deberían repetir en caso de, tras la conclusión de la vida de útil de la instalación, se decidiera volver a instalar de nuevo el parque de placas fotovoltaicas.

Cabe reseñar que además de una valoración económica, en la conclusión, se valorará



ecológicamente este proyecto, ya que es un factor importante en el uso y decisión de apoyar medidas que supongan instalaciones de generación de energías renovables, como es este caso de la energía solar.

Aunque tanto el DOCUMENTO Nº2 PLANOS como el DOCUMENTO Nº3 PRESUPUESTO vengán recogidos en el TOMO 2, la conclusión final de esta memoria se basará en ellos también para su valoración y vendrá recogida previamente a los Anejos adjuntados al final de este TOMO 1.



Ilustración 1: Mapa de la Comunidad Valenciana

La imagen, que vendrá adjuntada en el Plano Nº1 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO ayuda a la ubicación de la EDAR que se encuentra al norte de la ciudad de Alicante, en la comarca del Campo de Alicante, pegada a la costa en la provincia de Alicante.

## 2. Antecedentes

### *Distribución EDAR y conceptos generales*

Una EDAR, o Estación Depuradora de Aguas Residuales, se encarga de realizar el tratamiento adecuado sobre las aguas residuales a recibir, con el fin de poder reutilizarlas posteriormente.

En la actualidad la EDAR Monte Orgegiaes una de las EDAR más importantes de la provincia, ya que abastece a toda la zona norte del municipio de Alicante, además de otros tantos colindantes como El Campello, Mutxamel o Sant Joan d'Alacant.

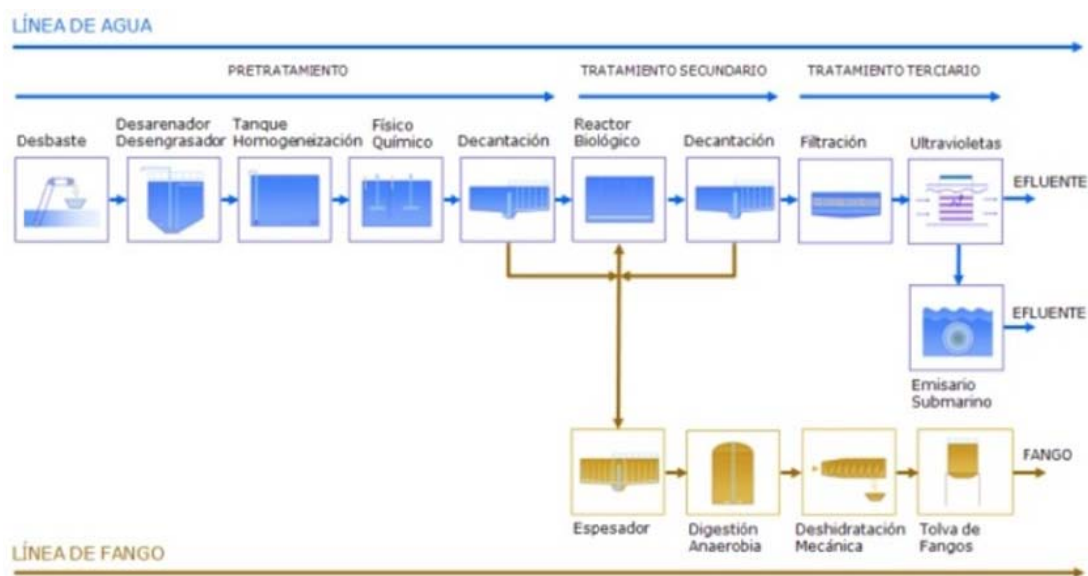


Ilustración 2: Esquema estructural de la EDAR Monte Orgegia

La EDAR divide su proceso de depuración en tres partes: el pretratamiento, el tratamiento secundario y, por último, el tratamiento terciario.

En el pretratamiento encontramos dos objetivos claros. El primero es el de separar del agua aquellos elementos más perjudiciales y fáciles eliminar como ramas, botellas, grasas o aceites y, en general, aquellas partículas de mayor peso que podemos encontrar. El segundo es el que realiza el tanque de homogeneización y se basa en regular el caudal de agua que aportar al reactor biológico para que éste sea constante durante las 24 horas del día.

El tratamiento secundario se basa en el reactor biológico y un segundo proceso de decantación. El proceso convencional de un reactor biológico se basa en una recirculación realizada en un solo punto, al inicio del tanque óxido, y esta mezcla agua-fango va recorriendo el tanque desde la entrada a la salida en la forma conocida como "flujo pistón". También lleva incorporado un proceso de desnitrificación preconectada, en donde los nitratos llegan al tanque anóxico por recirculación interna, que es varias veces superior al caudal medio, requiriéndose un tiempo de contacto mínimo. La materia orgánica se



degrada mediante el proceso llamado ‘fango biológico’.

Por último, el tratamiento terciario se encarga principalmente de purificar el agua de sus contaminantes más complicados como pueden ser microorganismos. Mediante el emisario submarino se vierten los residuos.

Paralelamente a la denominada línea de agua, encontramos la línea de fango donde encontramos el tratamiento de fangos biológicos. Su función principal trata de separar los fangos procedentes del reactor biológico de la posible agua que llega a este proceso. La que se consigue extraer inicialmente en el espesador vuelve al pretratamiento. Todos estos residuos generados son evacuados por la tolva de fangos.

Finalmente y grandes rasgos generales, según datos de la EDAR, se reutilizaron en 2019 el 43 % del caudal entrante. Una tercera parte se destinó a utilización urbana, lo que supuso un 14 % del total, y las otras dos terceras partes, un 29 % del total, se destinó a uso agrícola.



Ilustración 3: Vista aérea del funcionamiento de una EDAR

### Consumos Eléctricos

Según datos de la EDAR estos son los consumos eléctricos mensuales del año 2019, en GWh.

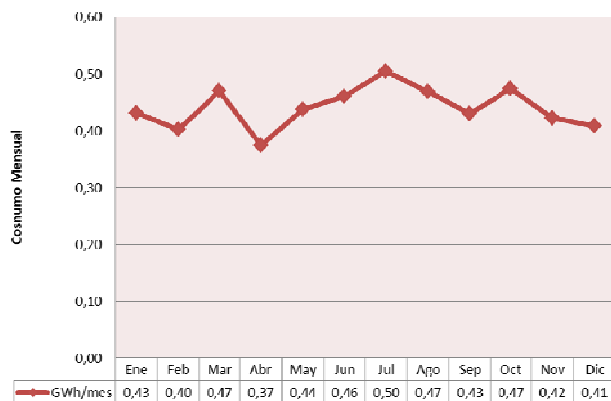


Ilustración 4: Gráfica mensual de consumos eléctricos en GWh para el año 2019

Como se puede observar la depuradora mantiene un consumo eléctrico constante entre unos valores de 0,4 a 0,5 GWh/mes, con excepción del mes de abril donde el consumo cayó a 0,37 GWh/mes. Además, este consumo alcanzó sus cotas más altas con la llegada del verano.

Todo este consumo supuso un gasto anual total de 5.290 MWh. A un precio de 67,6 €/MWh se obtiene un gasto anual eléctrico de 357.604 €.

### Caudal a depurar

Otro factor importante para el posterior dimensionamiento del parque de placas fotovoltaicas es la evolución mensual del caudal a depurar por la EDAR. Se adjunta a continuación.

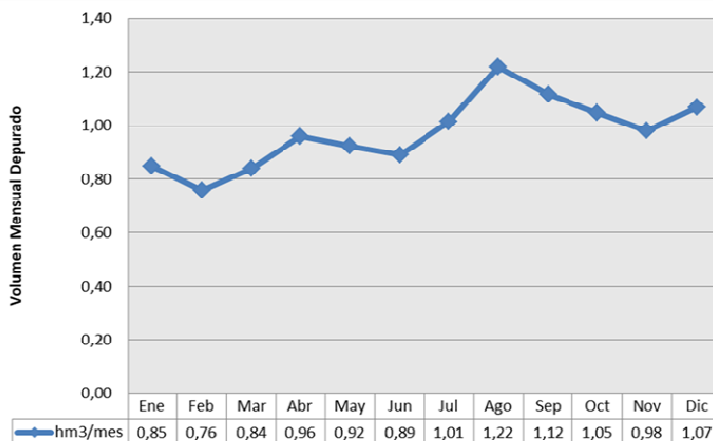


Ilustración 5: Gráfica mensual de volúmenes depurados en hm3 para el año 2019



Se puede observar un caudal creciente que alcanza sus máximas durante el verano y un repunte durante la parte final del año.

En total el caudal anual a depurar es de 11,66 hm<sup>3</sup>.

### Normativa

---

Para justificar algunas de las pautas seguidas en el actual Trabajo de Fin de Grado se han tenido en cuenta las siguientes leyes.

- Instrucción de Acero Estructural (EAE).
- Reglamento Electrotécnico para baja tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51, para el dimensionamiento del cableado eléctrico.
- Planeamiento Urbanístico de la ciudad de Alicante, para la justificación del terreno donde ejecutar la instalación.
- Ley de Ordenación del Territorio, Urbanismo y Paisaje (LOTUP) del 25 de julio de 2014, para la justificación del terreno donde ejecutar la instalación.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, para la venta de energía producida.

### Marco Legislativo

---

- Elección Terreno de ejecución de Instalación:

Los terrenos donde se proyecta la instalación de placas fotovoltaicas es la zona colindante al oeste de la EDAR de Monte Orgegia (Alicante), como se verá tanto en el apartado 4. Localización como en el apartado 7. Diseño de Instalación.

Estos terrenos están clasificados según el Planeamiento Urbanístico de la ciudad de Alicante, y de acuerdo con el *Plan General*, como Suelo No Urbanizable Rústico. En el *Artículo 47.2* de dicho plan se cita para este tipo de terreno que se admiten las infraestructuras y el mantenimiento de servicios públicos. Además se acepta los usos compatibles con instalaciones de interés social, como sería en este caso.

Junto con el Plan General del Planeamiento Urbanístico de la ciudad de Alicante se atiende a la Ley de Ordenación del Territorio, Urbanismo y Paisaje (LOTUP) del 25 de julio de 2014. Esta ley dice en su *Artículo 197.1.d* que: "La zonificación del suelo no urbanizable podrá prever, en función de sus características y con carácter excepcional, entre otros





casos, la generación de energía renovable, en los términos que establezca la legislación sectorial y el planeamiento territorial y urbanístico.” Además, en el *Artículo 202.4.a. acepción 4ª* se nos dice que en caso de energías renovables no es necesaria la Declaración de Interés Comunitario.

Leyes atendidas para la justificar la Elección del Terreno para la Instalación:

- Planeamiento Urbanístico de la ciudad de Alicante.
- Ley de Ordenación del Territorio, Urbanístico y Paisaje (LOTUP) del 25 de julio de 2014.
- Venta de Energía Producida:

En nuestro caso para una instalación de tal calibre, y como se verá durante el apartado 6. Dimensionamiento Previo, se generará energía eléctrica sobrante respecto de la demanda. En el caso de generación más energía de la demandada en ciertas horas se establece actualmente varios casos entre los que entran la compensación energética en los valores mensuales o, como será nuestro caso, el recibimiento de una retribución de la energía vendida en cada hora donde se genera más energía de la demandada.

La información la encontramos en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

En el *Artículo 4. Clasificación de modalidades de autoconsumo* se describe:

- En su apartado 1.b): “Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor.”
- En su apartado 2. *La modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, se divide en:*
  - o “a) Modalidad con excedentes acogida a compensación: Pertenerán a esta modalidad, aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen.”

En nuestro caso no se cumple la condición *ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW*. Por tanto nuestra instalación será del segundo tipo.

- o “b) Modalidad con excedentes no acogida a compensación: Pertenerán



a esta modalidad, todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad.”

Una vez clasificada nuestra instalación en el *CAPÍTULO V: Gestión de la energía eléctrica producida y consumida* encontramos el *Artículo 13. Régimen económico de la energía excedentaria y consumida*.

En su apartado primero dice “La energía adquirida por el consumidor asociado será la energía horaria consumida de la red en los siguientes casos:”. Nos encontramos en la acepción tercera “iii. Consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que dispongan de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2.”

En este *Artículo 9.2.*, el cuál encontramos en el *CAPÍTULO III: Régimen jurídico de las modalidades de autoconsumo*, nos dice que, matizando respecto el *Artículo 9. Contratos de suministro de energía en las modalidades de autoconsumo*, “No obstante lo anterior, si se cumplieran los requisitos previstos en el artículo 8.4 y se suscribiera un único contrato de acceso conjunto para los servicios auxiliares de producción y para el consumo asociado, el titular de este podrá suscribir un único contrato de suministro.”

Para cumplir los requisitos nos ubicamos en el *Artículo 8.4.*, haciendo referencia el *Artículo 8 a Contratos de acceso en las modalidades de autoconsumo*, el cuál cita lo siguiente:

- *Artículo 8.4.* : “No obstante lo anterior, los sujetos podrán formalizar un único contrato de acceso conjunto para los servicios auxiliares de producción y para el consumo asociado, si cumplen los siguientes requisitos:”
  - o a) Las instalaciones de producción estén conectadas en la red interior del consumidor.
  - o b) El consumidor y los titulares de las instalaciones de producción sean la misma persona física o jurídica.

Se cumplen los requisitos del *Artículo 8.4* por lo que se puede disponer lo mencionado en el *Artículo 9.2* y se puede acoger la instalación a la acepción tercera del apartado primero del *Artículo 13* en relación a la energía excedentaria y consumida.

Por último, en su apartado cuarto (*Artículo 13.4.*) se dice: “4. El productor acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, percibirá por la energía horaria excedentaria vertida las contraprestaciones económicas correspondientes, de acuerdo a la normativa en vigor. En el caso de instalaciones con régimen retributivo específico que estén acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación se aplicará este, en su caso, sobre dicha energía horaria excedentaria vertida.”

Leyes atendidas para la justificar la Elección del Terreno para la Instalación:





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

### *Información adicional*

---

Durante el desarrollo del actual Trabajo Fin de Grado y con objetivo de recabar información se han utilizado también las siguientes fuentes como base de algunos aspectos.

- Información de material y recursos de la asignatura Aprovechamientos Hidráulicos y Energéticos de 4º de Grado en Ingeniería Civil de la Universitat Politècnica de València (Valencia)
- Información de estudio económico externo – AreaGroup

Se referencia su utilización en cada una de las justificaciones donde sea necesario citarlo durante el transcurso del trabajo.

### 3. Localización

La EDAR se encuentra al norte de la ciudad de Alicante, a escasos metros de la autovía A-70, la cual rodea a la ciudad por el norte, tal y como se aprecia en la parte superior de la siguiente imagen adjuntada, y más adelante también lo hace por su oeste.



Ilustración 6: Mapa de la zona norte de Alicante

Más concreto, la EDAR se puede hallar colindando al norte del tramo entre los P.K. 7+000 y 8+000 de la A-70 y la salida 6 a la zona Alicante (Norte)/ Avd. de Denia de la misma autovía, calzada con P.K. crecientes.



Ilustración 7: Croquis de Google Maps de ubicación de la EDAR Monte Orgegia

### *Situación del suelo municipal*

El suelo donde se planea ejecutar la instalación solar fotovoltaica se ubica en la zona colindante al oeste de la EDAR, como se podrá observar en el documento Nº2 PLANOS.

Este terreno está clasificado, según el Planeamiento Urbanístico de la ciudad de Alicante y, de acuerdo con el Plan General, como Suelo No Urbanizable Rústico, por lo que se permite la ejecución en él.

Todas las justificaciones legislativas respecto a las posibilidades del terreno están en el apartado 2. Antecedentes, en el sub apartado *Elección Terreno de ejecución de Instalación*.



## 4. Metodología

Una vez obtenidos todos estos datos previos que nos permiten, tanto saber dónde podremos ejecutar el parque de placas fotovoltaicas como también en base a qué debemos diseñarla, se puede comenzar el diseño de ella.

El esquema general a seguir durante el diseño se dividirá en dos fases: el dimensionamiento previo y el diseño de la instalación. La primera parte corresponde al estudio económico con el cual se obtendrá la mejor solución respecto al volumen de placas fotovoltaicas a instalar, obteniendo una variación de precios en función de la cantidad ejecutada. Una vez obtenido este valor, tanto de placas fotovoltaicas a instalar como de inversores, se podrá iniciar la fase del diseño de la instalación. En esta parte se diseña sobre plano la disposición tanto de paneles, como de inversores, cableado, etc. Habrá que tener en cuenta el estado del terreno. A todo ello le acompañará un proceso constructivo, planos, presupuesto...

La distribución para la obtención de las dimensiones de la instalación en la fase de DIMENSIONAMIENTO PREVIO es la siguiente.

### 1. IRRADIANCIA SOLAR

La irradiancia se define como la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. La irradiancia solar, entonces, será la cantidad de potencia (W) que obtendremos por unidad de superficie ( $m^2$ ) que recibe el impacto del sol.

Mediante estos datos se podrá obtener una discreción horaria y mensual del valor de irradiancia a recibir en el punto en concreto deseado.

Este es un primer paso necesario para la obtención posterior de los valores de producción que se podrá producir, en función siempre de la superficie de paneles fotovoltaicos a instalar.

### 2. DISTRIBUCIÓN DIARIA DE LA DEMANDA

Con los datos obtenidos previamente de las demandas medias mensuales, se deberá ver como se reparte este consumo eléctrico durante las 24 horas diarias. Es importante saber que este dato, al no haber podido ser recibido de la misma EDAR tratará de una suposición.

Una vez obtenidos los porcentajes horarios sabremos cómo repartir este consumo mensual durante los diferentes momentos del día, para así obtener una posterior producción lo más cerca de la realidad posible.

### 3. RESULTADOS DEMANDA

Los resultados de la demanda obtenidos, como se apunta en el apartado anterior, vendrán dados mediante la distribución horaria y por el consumo medio que



obtenemos cada mes.

#### 4. PRODUCCIÓN Y DEMANDA

Con los valores de irradiancia se obtienen los valores unitarios de la producción solar. A los datos habrá que aplicarles unos coeficientes de eficiencia y el valor de la superficie de los paneles a instalar, a explicar posteriormente.

Se deberá, para obtener los datos definitivos de la producción aplicar unos parámetros sobre el número de inversores a instalar y cuantas placas se pueden instalar, tanto en serie como en paralelo, en este cada inversor.

Frente a la producción nos encontramos con la demanda, la cual es independiente de la instalación, por lo que la obtendremos en valor absoluto. Con la aplicación del apartado anterior de Resultados Demanda se obtendrá una discreción horaria y mensual de la demanda.

#### 5. AUTOCONSUMO, COMPRA Y VENTA

Con los datos de producción y demanda obtendremos los últimos tres parámetros a tener en cuenta para nuestro posterior estudio económico.

- AUTOCONSUMO: se trata de la energía que podemos consumir sin tener que comprarla a las compañías eléctricas, es decir, que se abastece de la producida por la instalación de placas fotovoltaicas.
- COMPRA: es la cantidad de energía que, como no se produce, se ha de comprar a las compañías eléctricas.
- VENTA: es la energía restante que, una vez consumida la demanda en un momento del día, sobra de la producida y, por tanto, se puede vender a las compañías eléctricas a un precio que más tarde se matizará.

De estos tres parámetros se obtendrá su discreción horaria y mensual para obtener el cómputo anual total más adelante.

CABE REMARCAR QUE ESTOS VALORES DEPENDEN EN TODO MOMENTO DEL VALOR DE Nº DE PANELES A INSTALAR EN LA INSTALACIÓN.

#### 6. ESTUDIO ECONÓMICO A 25 AÑOS

Por último en la fase de dimensionamiento previo de la instalación, se realiza el estudio económico obteniendo el precio final. Aquí se valora tanto el precio de la instalación como el precio a pagar por compra de energía a lo largo del año. Como se puede observar, tanto lo primero como lo segundo tendrá un resultado en función del volumen de la instalación a ejecutar.

Para ello, se valorará diferentes soluciones para así obtener la curva de precios y podrá ver cuál de ellas es más eficiente.

Al finalizar este proceso, además de la cantidad de placas e inversores a instalar,



se podrá apreciar el Valor Actual Neto que tendrá la instalación una vez pasados esos 25 años.

Para comprender mejor este proceso para el dimensionamiento previo se adjunta a continuación el esquema seguido durante el proceso de elaboración del actual Trabajo d Fin de Grado.

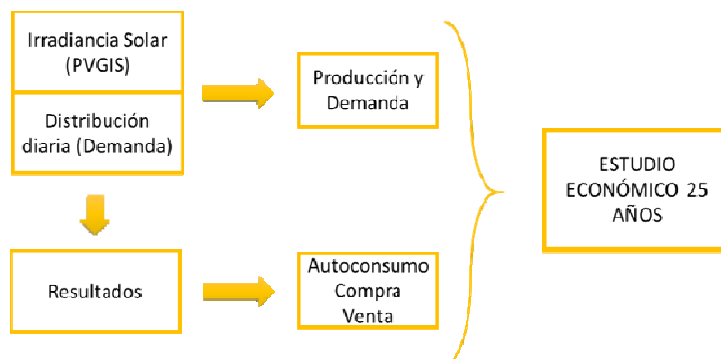


Ilustración 8: Esquema del dimensionamiento previo

Una vez terminada la fase de dimensionamiento previo, se inicia la fase para la obtención del diseño final de la instalación. Esta fase de DISEÑO DE LA INSTALACIÓN se esquematiza de la siguiente forma.

## 1. ESTUDIO GEOMÉTRICO PANELES

Previamente a la distribución de paneles se deben obtener las longitudes que se necesitan entre filas de placas a instalar, para así evitar que las sombras de unas puedan evitar la recepción de irradiancia solar de las otras.

En este apartado se explicará la disposición geométrica en alzado de las placas fotovoltaicas, obteniendo sus longitudes tanto en alzado como en horizontal para su distribución en planta en plano, además de las mencionadas previamente longitudes de separación necesarias entre placas fotovoltaicas.

## 2. UBICACIÓN Y DEFINIDO DE DETALLES

Con las longitudes necesarias establecidas se ejecutará en planta la colocación de la solución obtenida en la fase anterior.

Se deberá tener en cuenta la topografía del terreno, el proceso de detalles a tener en cuenta se explicará mejor en la fase en cuestión. Respecto de esta topografía, habrá que recalcar las líneas del terreno y rasante a tener en cuenta, ya que nuestra instalación se diseña para estar instalada sobre una explanada horizontal.

Habrà que tener en cuenta en este apartado además, los detalles necesarios para la obtención del cableado por el cuál transportaremos la energía desde los inversores al centro de transformación.



### 3. PROCESO CONSTRUCTIVO Y PLANOS

Previamente a muestra de los Planos se adjuntará el proceso constructivo diseñado para la ejecución de la instalación.

Los planos que formarán el Documento Nº 2 PLANOS son los siguientes:

PLANO Nº 1 – SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

PLANO Nº 2 – IMPLANTACIÓN EN EL ÁMBITO TERRITORIAL

PLANO Nº 3.1 – EXPLANADA UBICACIÓN SECCIONES

PLANO Nº 3.2 – EXPLANADA SECCIONES

PLANO Nº 4.1 – PLANTA GENERAL PLACAS FOTOVOLTAICAS

PLANO Nº 4.2 – PLANTA GENERAL INVERSORES Y CABLEADO

PLANO Nº 5 – DETALLES

Los planos a adjuntar se distribuirán, como se puede observar, en siete diferentes:

- El primero servirá para ubicar a grandes rasgos dónde se ubica la zona, tanto la EDAR como la instalación a ejecutar.
- El segundo llamado Implantación en el Ámbito Territorial servirá para ubicar y referenciar la magnitud de terreno que será necesario ejecutar para la obra.
- El tercer plano ayudará a la comprensión visual sobre dónde se ubican las diferentes secciones que sirven para la medición de tierras a ejecutar, tanto de desmonte como de terraplén.
- En el cuarto plano se encontrarán las diferentes secciones, referenciadas en el plano anterior, para poder comprobar qué dimensiones de desmonte y terraplén se ejecutan en cada una de ellas.
- El quinto sirve para ubicar en planta la distribución de placas fotovoltaicas, referenciando también elementos de la obra como los taludes a ejecutar.
- El sexto plano nos servirá, al igual que el quinto, para ubicar en planta elementos de la instalación, solo que en esta ocasión veremos dónde se ubican los inversores y qué placas se conectan a ellos, y también el recorrido seguirá el cableado hasta el centro de transformación, además de fijar otros detalles como el vallado perimetral exterior, las arquetas o las puertas de acceso.
- El séptimo y último plano será el de detalles y en él se incluirán tanto detalles



de instalación de placas fotovoltaicas como detalles de sección a ejecutar de zahorra y terreno natural, y también la zanja por donde transcurrirá el cableado.

#### 4. PRESUPUESTO

Por último, mediante el proceso constructivo y los planos, se obtienen las mediciones necesarias para cada unidad de obra y, obteniendo los precios para cada una de las partidas, se adjuntará un presupuesto total para la obra. Este se realizará mediante el programa informático Arquímedes, relativo a la gestión del CYPE Ingenieros.



Ilustración 9: Esquema del diseño de la instalación



## 5. Dimensionamiento previo

### 5.1. IRRADIANCIA SOLAR

Para la obtención de la Irradiancia Solar se ha procedido mediante la página web PhotovoltaicGeographicalInformationSystem (PVGIS) con dominio <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. En esta página se pueden realizar labores de obtención de irradiancias solares para un punto geográfico previamente determinado. A continuación se describe el proceso de obtención mediante dicha página web:



Ilustración 10: Recorte de la página PVGIS para la obtención de irradiancia

Dentro del apartado 'Solar Radiation' lo primero que se ha de hacer es ubicar la coordenada geográficas de la cuál queremos obtener los datos. En nuestro caso las coordenadas son: 38,383º N -0,466º W.

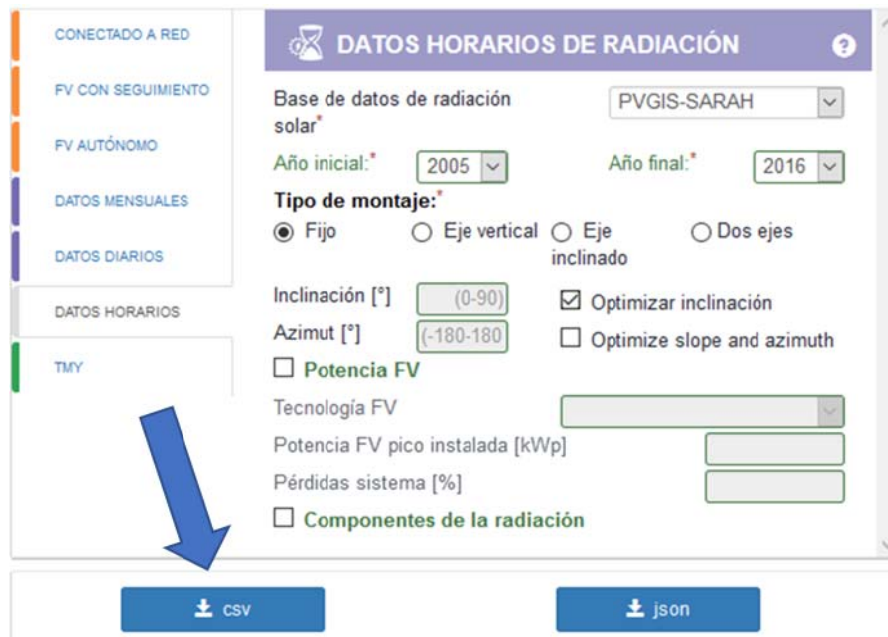


Ilustración 11: Recorte de la página PVGIS para la obtención de irradiancia

A continuación seleccionamos la opción de DATOS HORARIOS. Aplicamos el máximo número de años de los que se quiere obtener la información. En este caso el último año del que se tienen datos es 2016. Descargamos el archivo Excel tanto para la opción de Optimizar inclinación como para la opción de Optimizeslope and azimuth.

Los resultados óptimos obtenidos son: inclinación 35º y azimut 0º.

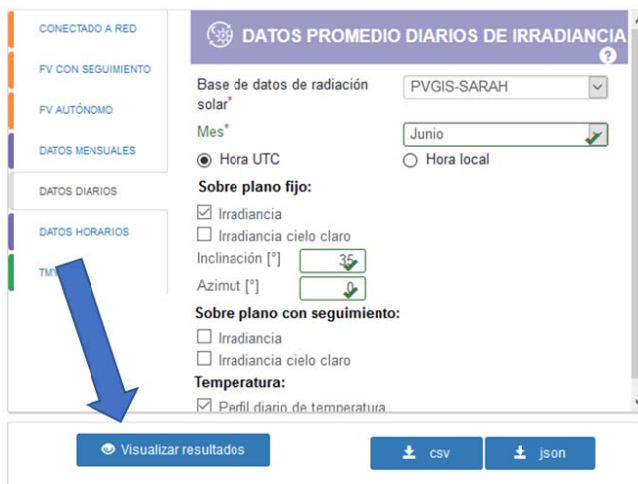
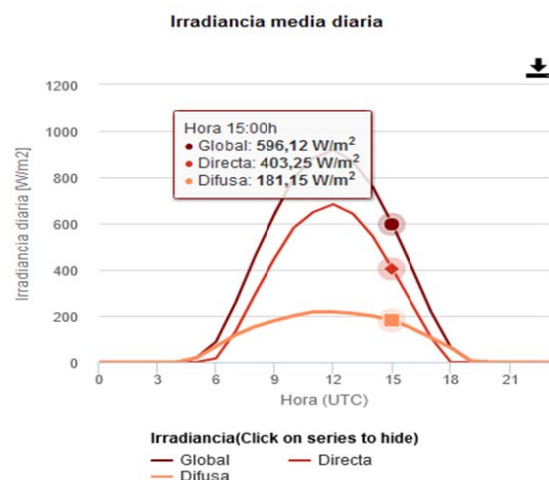


Ilustración 12: Recorte de la página PVGIS para la obtención de irradiancia



En la opción DATOS DIARIOS, con la inclinación y el azimut elegidos por nosotros mismos(en este caso ya colocamos los datos optimizados obtenidos anteriormente) se obtienen los promedios diarios de cada uno de los meses. Una vez visualizamos datos, obtenemos una gráfica como en la imagen de la derecha. Para cada una de las

24 horas del día se obtiene el valor de Irradiancia Global, en  $W/m^2$ . Este proceso se repite para los 12 meses del año.

hora UTC	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	7	19	7	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	42	81	88	70	50	24	0	0	0
7:00	0	22	123	209	253	258	242	222	198	152	56	0
8:00	201	248	327	406	440	458	447	436	406	363	279	210
9:00	425	445	538	584	619	637	644	637	604	550	449	396
10:00	575	596	693	731	758	797	793	801	754	690	594	542
11:00	675	699	793	825	854	884	896	906	828	765	670	644
12:00	710	738	793	822	866	917	931	948	849	778	675	681
13:00	689	709	778	787	812	868	893	907	810	728	627	633
14:00	586	629	679	681	704	758	800	792	686	612	516	518
15:00	438	476	521	537	541	596	636	625	525	441	350	360
16:00	225	298	334	354	364	410	438	415	323	229	146	147
17:00	0	68	139	163	181	218	235	208	126	22	0	0
18:00	0	0	1	21	46	64	60	39	2	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	6	4	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 1: Discreción horaria–mensual obtención irradiancia

Una vez obtenidos todos los datos horarios de cada uno de los meses, se obtiene la anterior discreción horaria–mensual, en  $W/m^2$ . Para apreciar mejor la evolución de valores de la irradiancia obtenida se adjunta el siguiente gráfico.

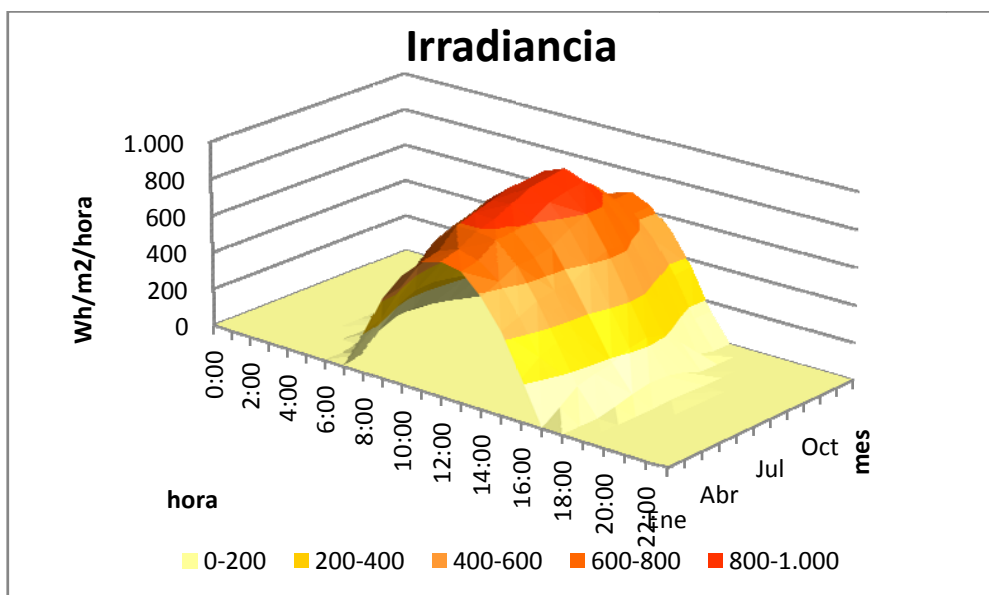


Ilustración 13: Gráfica irradiancia anual

Se aprecia cómo el curso horario sigue una trayectoria similar en todos sus meses,



obteniendo sus picos alrededor de las 12:00 UTC. Además, se observa que estos picos son mayores durante los meses más cálidos del verano, por lo que el impacto solar traducido en irradiancia será mayor.

## 5.2. DISTRIBUCIÓN DIARIA DE LA DEMANDA

Para la distribución horaria dado que no se ha podido conseguir una distribución horaria exacta en función del mes se tiene en cuenta lo mencionado en el apartado 2. Antecedentes en la descripción de la EDAR. Ahí se comenta la existencia de un tanque de homogenización que regula el caudal para que sea constante durante las 24 horas diarias.

Dado que tenemos los datos medios de consumo mensual de la EDAR. Estos valores los dividimos entre el número de días de cada mes para obtener el consumo medio diario. A su vez este valor lo dividimos entre 24 horas diarias para obtener el consumo medio horario en cada uno de los meses del año.

Mes	kWh/mes	kWh/dia	kWh/h
Ene	431288	13912,52	579,69
Feb	402944	14390,86	599,62
Mar	471110	15197,10	633,21
Abr	374495	12483,17	520,13
May	437573	14115,26	588,14
Jun	461063	15368,77	640,37
Jul	504316	16268,26	677,84
Ago	469735	15152,74	631,36
Sep	429898	14329,93	597,08
Oct	474489	15306,10	637,75
Nov	422717	14090,57	587,11
Dic	408272	13170,06	548,75

Tabla 2: Conversión demandas anuales 2019

Por tanto, la distribución horaria será igual para cada una de las horas del día de los mismos meses. Al variar de mes será cuando varíen los datos de demanda horaria. En el siguiente apartado se sigue con la demanda total obtenida a partir de la discreción horaria–mensual.



### 5.3. RESULTADOS DEMANDA

La discreción horaria–mensual queda de la siguiente manera.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Prom horario hora UTC</b>	<b>579,69</b>	<b>599,62</b>	<b>633,21</b>	<b>520,13</b>	<b>588,14</b>	<b>640,37</b>	<b>677,84</b>	<b>631,36</b>	<b>597,08</b>	<b>637,75</b>	<b>587,11</b>	<b>548,75</b>
<b>0:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>1:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>2:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>3:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>4:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>5:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>6:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>7:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>8:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>9:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>10:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>11:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>12:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>13:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>14:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>15:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>16:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>17:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>18:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>19:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>20:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>21:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>22:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>23:00</b>	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
<b>kWh/dia</b>	<b>13.913</b>	<b>14.391</b>	<b>15.197</b>	<b>12.483</b>	<b>14.115</b>	<b>15.369</b>	<b>16.268</b>	<b>15.153</b>	<b>14.330</b>	<b>15.306</b>	<b>14.091</b>	<b>13.170</b>
<b>MWh/mes</b>	<b>431,288</b>	<b>402,944</b>	<b>471,110</b>	<b>374,495</b>	<b>437,573</b>	<b>461,063</b>	<b>504,316</b>	<b>469,735</b>	<b>429,898</b>	<b>474,489</b>	<b>422,717</b>	<b>408,272</b>

Tabla 3: Discreción horaria–mensual demanda anual

Se comprueba que los datos diarios y mensuales coinciden y con el sumatorio obtenemos un valor total, como se comenta en el apartado 2. Antecedentes, de 5,29 GWh anuales.

### 5.4. PRODUCCIÓN FRENTE A DEMANDA

En este punto se deben empezar a aplicar los criterios del módulo solar. Estos son:

- Eficiencia del Módulo Solar: 19,66 %
- Eficiencia eléctrica: 0,75
- Superficie del módulo: 1,66 m<sup>2</sup>

Tanto el primer como el tercer dato son en función del tipo de panel fotovoltaico a instalar. En el Anejo N°1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN se explicará el modelo



seleccionado con sus características y el motivo de su elección frente a los demás módulos que ofrece el mercado.

Con estos datos aplicados a los valores de irradiancia y su discreción horario-mensual obtenemos la siguiente.

hora UTC	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	2	5	2	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	10	20	22	17	12	6	0	0	0
7:00	0	5	30	52	63	64	60	55	49	38	14	0
8:00	50	61	81	100	109	113	111	108	100	90	69	52
9:00	105	110	133	144	153	158	159	158	149	136	111	98
10:00	142	147	171	181	188	197	196	198	187	171	147	134
11:00	167	173	196	204	211	219	222	224	205	189	166	159
12:00	176	183	196	203	214	227	230	235	210	192	167	168
13:00	170	175	193	195	201	215	221	225	200	180	155	157
14:00	145	156	168	168	174	188	198	196	170	152	128	128
15:00	108	118	129	133	134	148	157	155	130	109	87	89
16:00	56	74	83	88	90	101	108	103	80	57	36	36
17:00	0	17	34	40	45	54	58	52	31	5	0	0
18:00	0	0	0	5	11	16	15	10	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wh/mod/dia	1.120	1.219	1.415	1.525	1.615	1.727	1.756	1.729	1.518	1319	1079	1022
kWh/mod/mes	34,71	34,13	43,85	45,74	50,07	51,81	54,44	53,60	45,53	40,89	32,37	31,69

Tabla 4: Discreción horaria-mensual de producción por módulo

Estos datos representan la energía generada en cada hora durante el año por cada uno de los módulos solares a instalar, en Wh. El sumatorio total nos da un resultado de 518,83 kWh anuales que serán producidos por cada módulo solar.

En función de la solución final a adoptar se obtendrá una producción final. El resultado en este caso de producción para n número de placas fotovoltaicas instaladas en cada hora será la producción de irradiancia obtenida en la tabla anterior con los criterios del panel aplicados por el número n de placas instaladas.

Aunque este valor no es posible saberlo definitivamente hasta una vez realizado el estudio económico final donde se obtiene la solución final, para visualizar mejor cómo se obtienen los diferentes resultados se van a adjuntar las diferentes tablas y gráficos correspondientes en sus valores adoptados con la solución de n inversores ya aplicada.

El resultado se justifica en el punto *ESTUDIO ECONÓMICO A 25 AÑOS*.



hora UTC	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	8	21	8	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	46	88	96	77	54	26	0	0	0
7:00	0	24	134	227	275	281	263	241	215	166	61	0
8:00	219	270	356	442	479	498	487	475	442	395	304	228
9:00	463	484	585	636	674	694	701	693	657	599	489	431
10:00	626	649	754	796	826	868	863	872	821	751	647	590
11:00	735	761	863	899	930	962	976	987	901	833	729	701
12:00	773	803	864	895	943	999	1.014	1.033	925	847	735	741
13:00	750	772	847	857	885	945	972	988	882	793	683	689
14:00	638	685	739	741	766	825	871	863	747	667	561	565
15:00	477	518	567	585	589	649	692	681	571	480	381	392
16:00	245	324	363	385	396	447	477	452	351	249	159	160
17:00	0	74	151	178	197	237	256	227	137	24	0	0
18:00	0	0	1	23	51	70	65	42	2	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	6	5	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh/dia	4.927	5.364	6.225	6.709	7.107	7.598	7.726	7.608	6.678	5.803	4.748	4.498
MWh/mes	152,72	150,18	192,96	201,26	220,32	227,95	239,52	235,84	200,33	179,90	142,43	139,44

Tabla 5: Discreción horaria–mensual de producción total

Esta tabla adjuntada muestra la discreción horaria–mensual de la producción anual, en kWh.

Una vez obtenida dicha tabla podemos obtener, mediante el sumatorio de producciones horarias, la producción anual total que resulta de 2,28 GWh.

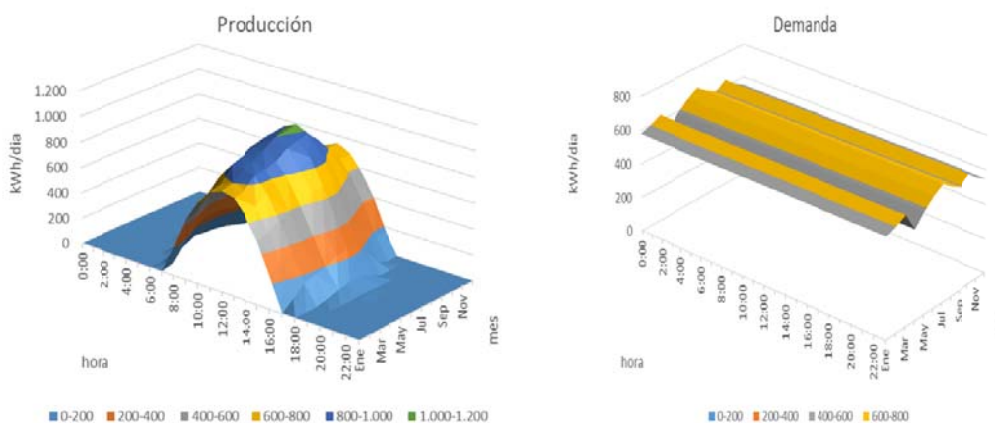


Ilustración 14: Gráficas de producción y demanda





### 5.5. AUTOCONSUMO, COMPRA Y VENTA

Una vez obtenidos los datos de producción y demanda, tanto el valor anual total como su discreción horaria–mensual, ya se puede abordar la obtención del AUTOCONSUMO, la COMPRA ENERGÉTICA y la VENTA ENERGÉTICA.

Cabe resaltar que estos tres valores que se van a obtener en este apartado son los más importantes y necesarios para obtener el gasto anual y poder realizar el estudio económico a 25 años. El autoconsumo y la venta de energía sirven para obtener el ahorro anual sobre el dinero en consumo gastado. La compra de energía, a su vez, sirve para obtener el coste unitario, en función del caudal que depura la EDAR, que tendrá la instalación en función siempre del número de paneles fotovoltaicos a instalar.

#### AUTOCONSUMO

El autoconsumo fotovoltaico se define como la producción de electricidad para el consumo propio, a través de paneles solares fotovoltaicos.

Lo podemos entender, pues, como toda aquella energía producida que es necesaria para abastecer la demanda. Se obtendrá igualando al valor mínimo entre producción y demanda. Esto es, si la producción es menor a la demanda el autoconsumo no podrá ser mayor a la energía producida, por lo tanto toda la energía producida será abastecida por el autoconsumo (autoconsumo = producción). Si la producción es mayor a la demanda el autoconsumo servirá para abastecer esta última, y el restante de energía producida se venderá (autoconsumo = demanda).

Con estas premisas se puede obtener su discreción horaria–mensual, recordando siempre que, al igual que en la producción, se está aplicando la solución definitiva de nº de paneles totales, aunque dicho valor y su razonamiento se tratará más adelante.

hora UTC	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	8	21	8	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	46	88	96	77	54	26	0	0	0
7:00	0	24	134	227	275	281	263	241	215	166	61	0
8:00	219	270	356	442	479	498	487	475	442	395	304	228
9:00	463	484	585	520	588	640	678	631	597	599	489	431
10:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
11:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
12:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
13:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
14:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	561	549
15:00	477	518	567	520	588	640	678	631	571	480	381	392
16:00	245	324	363	385	396	447	477	452	351	249	159	160
17:00	0	74	151	178	197	237	256	227	137	24	0	0
18:00	0	0	1	23	51	70	65	42	2	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	6	5	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh/día	4,302	4,692	5,323	4,942	5,611	6,139	6,382	5,911	5,328	5,102	4,303	3,956
MWh/mes	133.37	131.38	165.03	148.26	173.94	184.17	197.84	183.26	159.83	158.16	129.09	122.63

Tabla 6: Discreción horaria–mensual de autoconsumo





Mediante el sumatorio de autoconsumos horarios obtenemos que el autoconsumo anual total es de 1,89 GWh.

**COMPRA ENERGÉTICA**

La compra energética se entiende como aquella energía que ha de ser comprada a las compañías eléctricas, ya sea porque representa un consumo común en cualquier establecimiento o residencia sin instalación para la producción eléctrica, o bien porque la energía producida mediante la instalación solar fotovoltaica no abastece a la demanda en su totalidad.

Así pues, la obtención del valor de compra de energía es la diferencia entre la demanda y la producción, siempre que la demanda sea mayor a la producción. En caso contrario la compra de energía es igual a cero.

Una vez establecidas estas acotaciones, podemos obtener la gráfica con la discreción horaria–mensual de la compra energética.

hora UTC	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
1:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
2:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
3:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
4:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
5:00	580	600	633	520	580	620	670	631	597	638	587	549
6:00	580	600	633	474	500	545	601	577	571	638	587	549
7:00	580	576	499	293	313	359	415	390	382	472	527	549
8:00	361	330	277	79	110	142	191	157	155	243	283	320
9:00	117	115	48	0	0	0	0	0	0	39	98	118
10:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0
15:00	103	82	66	0	0	0	0	0	26	158	206	156
16:00	335	276	270	135	192	194	200	179	246	388	428	389
17:00	579	526	482	342	392	403	422	404	460	614	587	549
18:00	580	600	633	497	538	570	612	589	595	638	587	549
19:00	580	600	633	520	588	634	673	631	597	638	587	549
20:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
21:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
22:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
23:00	580	600	633	520	588	640	678	631	597	638	587	549
kWh/día	9,610	9,699	9,874	7,541	8,504	9,230	9,886	9,241	9,002	10,204	9,787	9,214
MWh/mes	297.92	271.57	306.08	226.24	263.63	276.90	306.47	286.48	270.07	316.33	293.62	285.64

Tabla 7: Discreción horaria–mensual de compra de energía

El valor total de compra energética anual asciende a 3,40 GWh. Cabe recordar que, al igual que anteriormente, este dato representa el de la solución definitiva de la instalación.

**VENTA ENERGÉTICA**

Se entiende como venta energética a aquella energía que, una vez abastecida la demanda en su totalidad por parte del consumo, queda restante y por lo tanto, se vende a la compañía eléctrica.



Su obtención, por tanto, se puede obtener como la diferencia entre la producción y la demanda, siempre que la primera sea mayor que la segunda. En caso contrario el valor de venta energética es igual a cero.

Obtenemos, entonces, la discreción horaria–mensual de la venta energética, como siempre la tabla mostrada está sujeta a la solución definitiva posteriormente a explicar.

hora UTC	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9:00	0	0	0	115	86	54	24	62	60	0	0	0
10:00	47	49	121	276	238	227	185	240	224	113	59	42
11:00	156	161	230	379	342	322	298	355	304	195	142	152
12:00	193	204	231	374	355	358	336	401	328	209	148	193
13:00	170	172	214	337	296	305	294	357	285	155	96	140
14:00	59	85	106	221	178	185	194	231	149	29	0	16
15:00	0	0	0	65	1	9	14	49	0	0	0	0
16:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh/día	624	672	901	1,767	1,496	1,460	1,344	1,696	1,350	701	445	542
MWh/mes	19.36	18.81	27.93	53.00	46.38	43.79	41.67	52.58	40.50	21.74	13.34	16.81

Tabla 8: Discreción horaria–mensual de venta de energía.

El valor total de compra energética anual asciende a 0,40 GWh.

### DISTRIBUCIÓN DE CASOS REALES

Una vez obtenidos todos los datos generales para poder obtener nuestro autoconsumo, nuestra compra y nuestra venta energética, se deben analizar las gráficas para así observar mejor los diferentes tipos de casos que se puede encontrar en una hora cualquiera, para así entender mejor el funcionamiento de nuestra instalación.

Se pueden encontrar un total de tres tipos diferentes de casos:

- CASO 1. Producción cero.
- CASO 2. Producción menor a demanda.
- CASO 3. Producción mayor a demanda.

Para su explicación y mejor comprensión real se puede referenciar al mes de junio. Aquí, se pueden encontrar los tres casos en un día promedio. Para ello, seleccionamos las horas de 02:00 h, 06:00 h y 12:00 h, todas para el mes de junio.



Se obtiene la tabla siguiente:

Hora UTC	2:00	6:00	12:00
Unidad	kWh	kWh	kWh
Producción	0	96	999
Demanda	640	640	640
Auto C	0	96	640
Compra E	640	544	0
Venta E	0	0	359

Tabla 9: Esquemática explicación casos reales

El CASO 1 lo encontramos a las 02:00 horas, donde nuestra producción es cero. En este caso como no se produce energía eléctrica, no podemos autoabastecernos, por lo que el autoconsumo será cero también y no producimos sobrante de energía, por lo que no se puede vender. Toda la demanda se deberá suministrar mediante la compra de energía.

El CASO 2 lo encontramos a las 06:00 horas con una producción mayor a cero pero menor a la demanda. En este caso toda la producción sirve para el autoconsumo. El restante hasta poder abastecer a la demanda se deberá comprar, por lo que la compra de energía es la diferencia entre demanda y producción. En este caso tampoco hay venta de energía ya que no se produce ningún sobrante energético.

El CASO 3 lo encontramos a las 12:00 horas, donde la producción esta vez es mayor a la demanda. En este caso el autoconsumo será igual a la demanda y el restante hasta el total producido se venderá a la compañía eléctrica. Este es el único caso donde no es necesaria la compra energética, por lo que el valor de esta es cero.

### COMPARATIVAS Y ANÁLISIS

Por último en este apartado, y previamente al estudio económico, se va a analizar los tres valores obtenidos y compararlos con los anteriores: la producción y la demanda.

Se analizará los conceptos generales y cómo podemos obtenerlos mediante los valores obtenidos en este apartado. Además, adjuntando las gráficas será más fácil prever el funcionamiento de la futura instalación.

PRODUCCIÓN. La producción total anual se había calculado como 2,28 GWh.

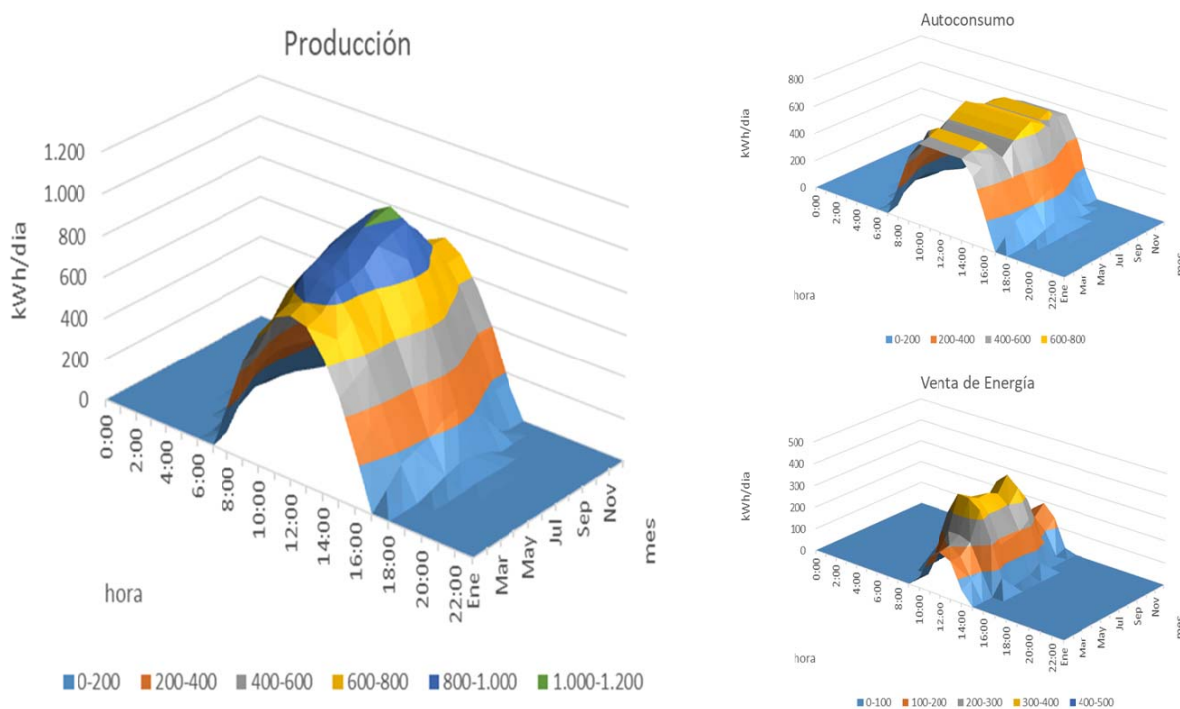


Ilustración 15: Gráficas producción igual a autoconsumo más venta de energía

El valor de la producción se puede obtener, además, como la suma del autoconsumo y la venta energética, ya que toda aquella producción que no se gasta para el autoconsumo energético se convierte en sobrante y se debe vender.

El autoconsumo se puede prever que sigue la trayectoria horaria de la producción, pero cuando supera un punto en concreto que es el de la demanda energética, este se mantiene constante por mucho que aumente la producción. Por tanto, en las horas centrales del día observamos una zona llana donde el autoconsumo es constante. Aquí es donde aparece la venta energética.

La venta energética, como bien se ha comentado previamente, aparece cuando el autoconsumo ha llegado a su máximo. En estas horas centrales donde la producción es superior a la demanda y el autoconsumo no puede ser mayor ya que ha alcanzado el valor de la demanda, la venta de energía aumenta conforme lo hace también la producción. En el resto de horas diarias donde la producción no llega al valor de la demanda, la venta energética es nula.

Como se puede apreciar también, estos valores que se pueden observar que siguen una proporción diaria en todos los meses, van variando sus picos máximos en función tanto de la demanda mensual que, aunque se mantiene constante durante el día, sí varía de un mes a otro, como también por la variación de la producción en los meses más calurosos, donde esta será mayor. Por tanto, los picos máximos de venta energética también serán mayores.

DEMANDA. La demanda total anual se había calculado como 5,29GWh.

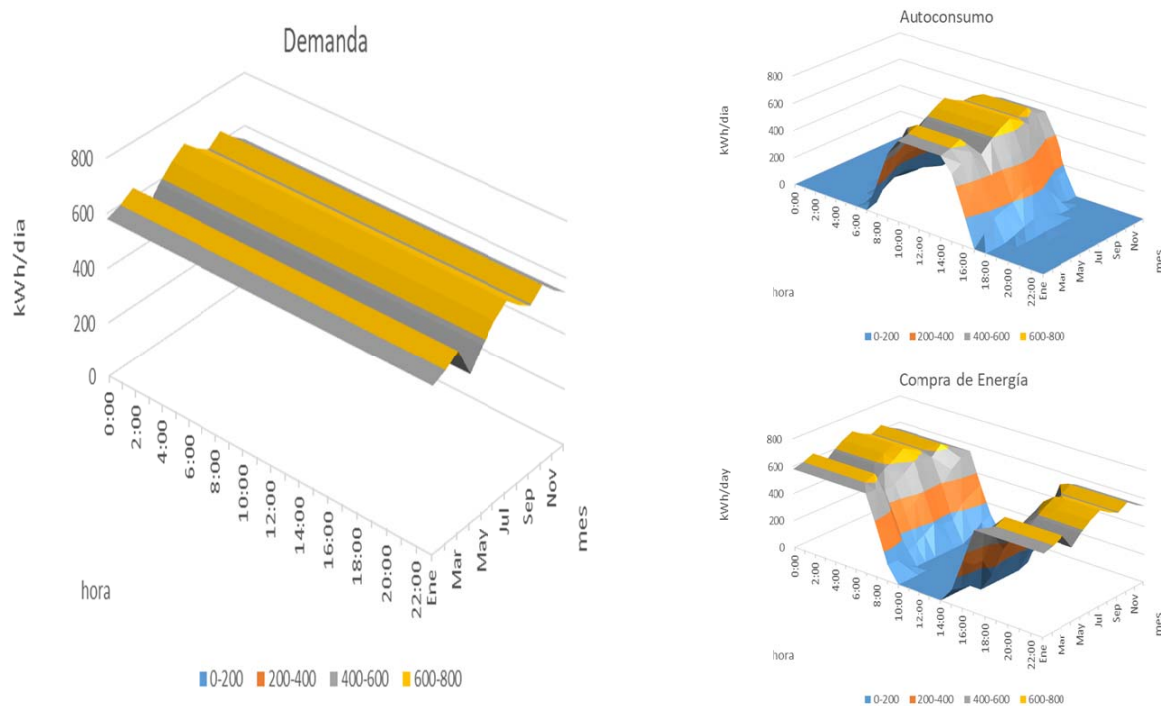


Ilustración 16: Gráficas demanda igual a autoconsumo más compra de energía

El valor de la demanda se puede obtener también como la suma del autoconsumo y la compra de energía, tanto puntualmente como en su totalidad. Esto es así porque toda aquella energía que no se está abasteciendo mediante la producción y que, por tanto, representa el autoconsumo, se debe comprar a la compañía eléctrica.

El autoconsumo, como se ha comentado en la parte de producción, aumenta acorde al aumento de la producción hasta llegar al valor de la demanda. Se ve claramente como sus límites son marcados en cero, por la producción, y en su máximo, por la demanda.

La compra de energía, al contrario del autoconsumo, disminuye su valor en función del aumento de producción. Sus límites son el valor de la demanda en su máximo, siempre que la producción sea cero, y valor nulo en su mínimo, siempre que la producción sea igual o mayor a la demanda.

En general se puede observar que el autoconsumo y la compra energética son valores complementarios. Cuando uno está al máximo el otro es nulo y viceversa. Además, se observa que cuando uno aumenta el otro disminuye y viceversa también. Ambos son delimitados por el valor de la demanda que, como se ha comentado anteriormente siempre será la suma del valor del autoconsumo y la compra energética. Como observación puntual, se puede apreciar que las gráficas comienzan a variar (el autoconsumo a aumentar y la compra a disminuir) más temprano durante los meses más cálidos y que terminan de variar más tarde durante las horas de la noche. Esto se debe a que las horas de sol son mayores durante estos meses y la irradiación recibida comienza a horas más tempranas y termina a horas más tardías.



## 5.6. ESTUDIO ECONÓMICO A 25 AÑOS

Una vez obtenidos los datos anuales, siempre en función de los paneles solares a instalar se procede a realizar el estudio económico. Se realiza a 25 años porque, como más tarde en el Anejo Nº1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN se verá, es la vida útil que tendrá nuestra instalación.

Para comenzar se han de obtener los datos de precios, tanto para coste de la instalación como precios de mercado para la compraventa de la energía eléctrica. La obtención de estos datos se verá razonada en el Anejo Nº 2 JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS. Los precios a adoptar son los siguientes:

- Módulo Fotovoltaico: 0,3 €/W
- Inversor: 0,1 €/W
- Montaje: 0,3 €/W

El precio total por vatio (W) instalado es de 0,7 €.

- Compra Energética: 67,6 €/MWh
- Venta Energética: 47,7 €/MWh

Una vez obtenidos los precios se obtienen los tres criterios fundamentales para la obtención del coste unitario anual.

- Coste de la Instalación: este valor se obtendrá con el precio total de instalación (0,7 €/W) multiplicado por el número de vatios totales a instalar. Esto último será el número de placas fotovoltaicas finales por la potencia en vatios que tiene cada placa fotovoltaica, en nuestro caso serán 330 W.
- Gasto Eléctrico: el gasto eléctrico se obtiene multiplicando la cantidad de energía que se vende a la compañía eléctrica por el precio de 67,7 €/MWh previamente obtenido.
- Volumen Anual Depurado: este dato, como bien se nombra en los datos previos obtenidos de la EDAR, es de 11,66 hm<sup>3</sup> anuales depurados.



Con estos datos ya podemos obtener tanto el Coste Unitario de la Instalación como el Gasto Eléctrico Unitario. Estos datos estarán en unidades en función del volumen depurado, por tanto para obtenerlos se ha de dividir tanto el coste de la instalación como el gasto eléctrico por el volumen anual depurado. La suma de ellos dos es el Coste Unitario Total, la tabla del cual quedará de la siguiente forma.

<b>Gasto Eléctrico Unitario</b>	<b>1,97</b>	<b>cts€/m3</b>
<b>Coste Unitario Instalación</b>	<b>0,35</b>	<b>cts€/m3</b>
<b>Coste Unitario Total</b>	<b>2,32</b>	<b>cts€/m3</b>

Tabla 10: Resolución de costes unitarios

Al elaborar una tabla con las diferentes opciones de número de placas a instalar se obtiene el siguiente resultado.

Inversores	TIR	Coste Unitario cts€/m3	Coste Eléctrico Unit
2200	<b>10,1%</b>	<b>2,579</b>	<b>2,404</b>
3300	<b>9,8%</b>	<b>2,371</b>	<b>2,109</b>
3960	<b>9,3%</b>	<b>2,328</b>	<b>2,014</b>
4400	<b>8,9%</b>	<b>2,321</b>	<b>1,972</b>
4840	<b>8,5%</b>	<b>2,322</b>	<b>1,939</b>
5500	<b>8,0%</b>	<b>2,333</b>	<b>1,897</b>
6600	<b>7,3%</b>	<b>2,373</b>	<b>1,850</b>

Tabla 11: Obtención de resultados

Obtenemos los datos para un amplio abanico de posibilidades de número de placas fotovoltaicas. La solución óptima se encuentra, como se puede apreciar por el menor coste unitario total, en 4400 placas.

El coste eléctrico unitario corresponde, como se ha mencionado previamente al coste unitario anual que tendrá la instalación por cantidad de compra de energía. Se puede apreciar que este valor disminuye inversamente proporcional al número de placas fotovoltaicas instaladas, ya que cuanto mayor número, mayor es la producción y, por tanto, menor es la compra de energía.

El último dato a recalcar es el TIR o Tasa Interna de Retorno. Esto hace referencia a la rentabilidad del proyecto. Se comporta de manera inversamente proporcional al consumo eléctrico, ya que a menor cantidad de placas, más rentable es la inversión.

La gráfica correspondiente a esta tabla se muestra a continuación.



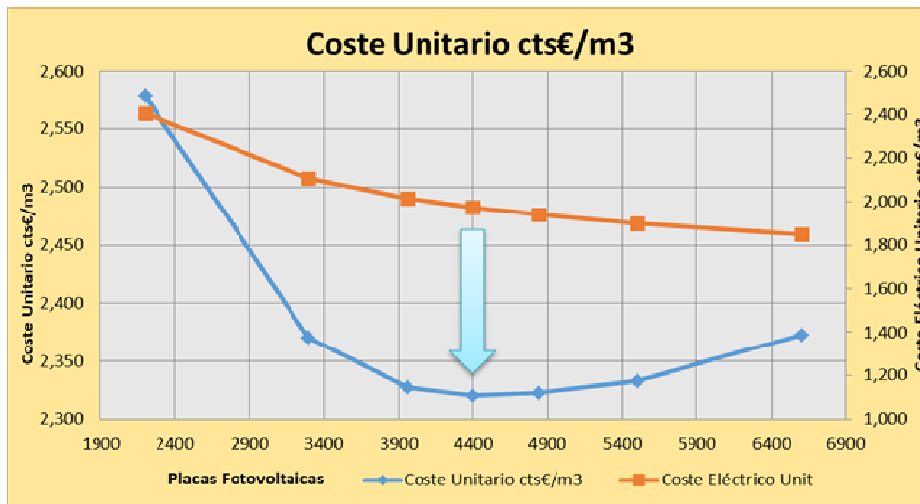


Ilustración 17: Gráfica evolución del coste

Se aprecia un fuerte descenso superando la barrera de las 2200 placas y que tras la barrera de las 5000 el coste total unitario vuelve a incrementarse notablemente. Además, se observa claramente que la curva alcanza su mínimo en 4400 placas fotovoltaicas.

Una vez obtenido el número de placas fotovoltaicas se ha de conseguir obtener el menor número de inversores, siempre que cumplan los parámetros máximos y mínimos establecidos, para número de paneles en serie, en paralelo y totales.

Los criterios para número de paneles en serie, tanto máximo como mínimo, son los siguientes.

$$V_{outDC}(T_{min}) = N_s \cdot (V_{oc}^{STC} + (T_{min} - T^{STC}) \cdot \mu_v)$$

$\max N_s \Rightarrow V_{outDC} < V_{max DC}$

$$V_{outDC}(T_{min}) = N_s \cdot (V_{mpp}^{STC} + (T_{min} - T^{STC}) \cdot \mu_v)$$

$\max N_s \Rightarrow V_{outDC} < V_{mppDC}$

Para su valor máximo se obtiene un resultado de  $N_s \leq 25$ .

$$V_{outDC}(T_{max}) = N_s \cdot (95\% \cdot (V_{mpp}^{STC} + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_v))$$

$\min N_s \Rightarrow V_{outDC} > V_{min DC}(mpp)$

Para su valor mínimo se obtiene un valor mínimo de  $N_s \geq 23$

El criterio para número de paneles máximo en paralelo es el siguiente.





$$I_{outDC} = N_p \cdot \left( I_{SC}^{max} + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_A \right) \quad I_{SC}^{max} = \frac{S^{max}}{S^{STC}} I_{SC}^{STC}$$
$$\max N_p \Rightarrow I_{outDC} < I_{maxDC}$$

El valor máximo de paneles en paralelo obtenido es de  $N_p \leq 17$ .

Por último, el valor para el número máximo de paneles a instalar por cada inversor es el siguiente.

$$(N_p \cdot N_s) \cdot P_{max} \text{ module} \leq P_{max} \text{ inverter}$$

Se obtiene un valor máximo de paneles totales de 378.

Para obtener un número igual de reparto de placas fotovoltaicas por inversor se calcula un total de 16 inversores entre los que conectar las 4400 placas fotovoltaicas. Todos los cálculos y la justificación de elección de número de inversores se puede encontrar en el anejo Nº 4 OPTIMIZACIÓN DE INVERSORES.

Una vez obtenidos los valores de número de placas fotovoltaicas a instalar y también el número de inversores totales se procede a valorar económicamente la instalación.

El estudio económico se realiza a 25 años, ya que es la vida útil de la instalación. Para su realización se necesitan tanto el coste inicial de la instalación, como valor del coste operacional y las ganancias generadas tanto por la venta de energía como por el autoconsumo.

El precio inicial de la instalación es de 1.016.400 €. El valor del coste operacional supone un 2 % del coste de la instalación, por lo que asciende a 20.328 €. Por último, las ganancias anuales ascienden a un total de 146.485 €.



Año	Instalación	C.Operacional	Ganancias	Acumulado
0	-1.016.400			-1.016.400
1		-20.328	146.485	-890.243
2		-20.328	146.485	-764.086
3		-20.328	146.485	-637.929
4		-20.328	146.485	-511.771
5		-20.328	146.485	-385.614
6		-20.328	146.485	-259.457
7		-20.328	146.485	-133.300
8		-20.328	146.485	-7.143
9		-20.328	146.485	119.014
10		-20.328	146.485	245.171
11		-20.328	146.485	371.328
12		-20.328	146.485	497.486
13		-20.328	146.485	623.643
14		-20.328	146.485	749.800
15		-20.328	146.485	875.957
16		-20.328	146.485	1.002.114
17		-20.328	146.485	1.128.271
18		-20.328	146.485	1.254.428
19		-20.328	146.485	1.380.586
20		-20.328	146.485	1.506.743
21		-20.328	146.485	1.632.900
22		-20.328	146.485	1.759.057
23		-20.328	146.485	1.885.214
24		-20.328	146.485	2.011.371
25		-20.328	146.485	<b>2.137.528</b>

Tabla 12: Evolución económica de la instalación

El beneficio total de la operación una vez terminada la vida útil de la instalación sería de más de dos millones de euros. Como se puede observar se obtienen beneficios respecto de la inversión inicial a partir del noveno año desde la puesta en marcha de la instalación, por lo tanto el PAYBACK sería de 9 años.

Sin embargo, estos precios no están actualizados al año en cuestión en que se refieren. Para ello se ha de aplicar un valor de Tasa de Descuento, la cual es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro.

Esta tasa de descuento que será del 4 % se va a aplicar tanto al coste operacional que ahora variará en función del año en que se encuentre desde la puesta en marcha de la instalación, las ganancias y el valor de beneficio acumulado también variará.



Año	Instalación	C.Operacional	Ganancias	Acumulado
0	-1.016.400			-1.016.400
1		-19.546	140.851	-895.095
2		-18.794	135.434	-778.456
3		-18.072	130.225	-666.302
4		-17.376	125.216	-558.463
5		-16.708	120.400	-454.771
6		-16.066	115.769	-355.067
7		-15.448	111.317	-259.198
8		-14.853	107.035	-167.016
9		-14.282	102.919	-78.380
10		-13.733	98.960	6.847
11		-13.205	95.154	88.797
12		-12.697	91.494	167.594
13		-12.208	87.975	243.361
14		-11.739	84.592	316.213
15		-11.287	81.338	386.264
16		-10.853	78.210	453.620
17		-10.436	75.202	518.386
18		-10.034	72.309	580.661
19		-9.649	69.528	640.540
20		-9.277	66.854	698.117
21		-8.921	64.283	753.479
22		-8.578	61.810	806.711
23		-8.248	59.433	857.897
24		-7.930	57.147	907.113
25		-7.625	54.949	<b>954.437</b>

Tabla 13: Evolución económica actualizada de la instalación

En conclusión, el beneficio de la instalación tras su vida útil será de 954.437 € en positivo, valor actualizado para dentro de 25 años. En este caso, el PAYBACK sería de 10 años, que es el año en el que el beneficio generado supera el valor del precio de la instalación.

El resultado de todos los cálculos que han sido necesarios para este estudio económico estará justificado en el anejo Nº 3 ESTUDIO ECONÓMICO.

## 6. Diseño de la Instalación

### 6.1. ESTUDIO GEOMÉTRICO PANELES

Una vez obtenidos los resultados del dimensionamiento para un resultado total de 4400 placas fotovoltaicas y 16 inversores, se deberá realizar el diseño tanto de ubicación como de distribución y también otros aspectos constructivos que deberán formar parte para la ejecución final del parque de placas fotovoltaicas.

Lo primero es conocer, con los datos geométricos de nuestro panel solar, las distancias que van a necesitar tanto en planta como en alzado. Este último dato aunque parezca irrelevante es importante para conocer la separación mínima necesaria entre filas de placas fotovoltaicas.

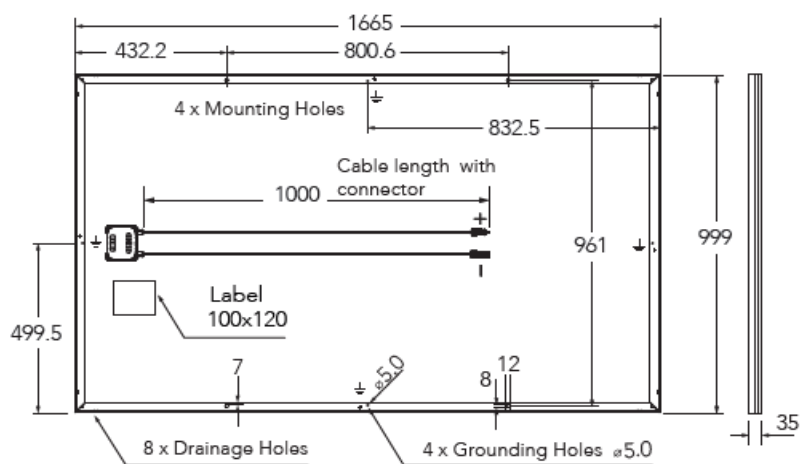


Ilustración 18: Esquema panel Winaico Solar WST – M6 – 330 W

Estas son las medidas geométricas de un panel Winaico Solar WST-M6-330W - 60 Células. En nuestro caso los paneles se colocan verticalmente y con un total de tres paneles superpuestos unos sobre otros. Esto será así para optimizar la superficie necesaria para la ejecución del parque de placas fotovoltaicas.

Con estos datos se obtiene el valor de la separación mínima entre filas de placas, para así evitar que las sombras de unas puedan afectar a la recepción de irradiancia de las otras. Este valor es de 5,23 m.

El resultado de estos cálculos viene reflejado en su totalidad en el anejo Nº 5 GEOMETRÍA DISTRIBUCIÓN DE PANELES.

## 6.2. UBICACIÓN Y DEFINIDO DE DETALLES

En este punto se tiene un valor aproximado de la superficie necesaria en planta para la ejecución de una explanada donde ejecutar el parque, dado que estos cálculos se han obtenido para una instalación en llano y no en pendiente.

Se necesita en este punto la topografía completa de la zona de la EDAR Monte Orgegia. Si es posible se ejecutará la instalación cerca de la EDAR, y cuanto más cerca sea posible mejor.

Mediante la página web del catastro se obtiene la topografía del terreno, adjuntadas varias visiones parciales de dicho resultado en el programa AutoCad a continuación.



Ilustración 19: Plano general vista Alicante



Ilustración 20: Plano ubicación EDAR MonteOrgegia

En el primer trazado vemos una vista general tanto de Alicante como sus alrededores. El segundo trazado, en cambio, ya corresponde a un trazado a escala menor donde se aprecia la EDAR y el terreno a su alrededor.

Cabe mencionar que el terreno se encuentra con una pendiente lo suficientemente grande como para que sea imposible la ejecución del parque sin un proceso de movimiento de tierras para la ejecución de una explanada donde poder instalar las placas fotovoltaicas.

Se dimensiona, pues, un talud de 2:1 para asegurar el terreno y evitar posibles desprendimientos de tierras. Con este talud nos queda la siguiente superficie a necesitar para la obra.

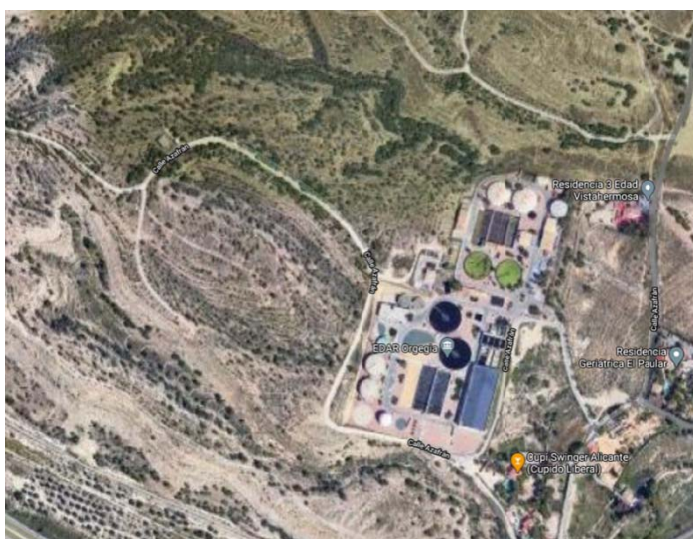


Ilustración 21: Imagen Google Maps zona Monte Orgegia

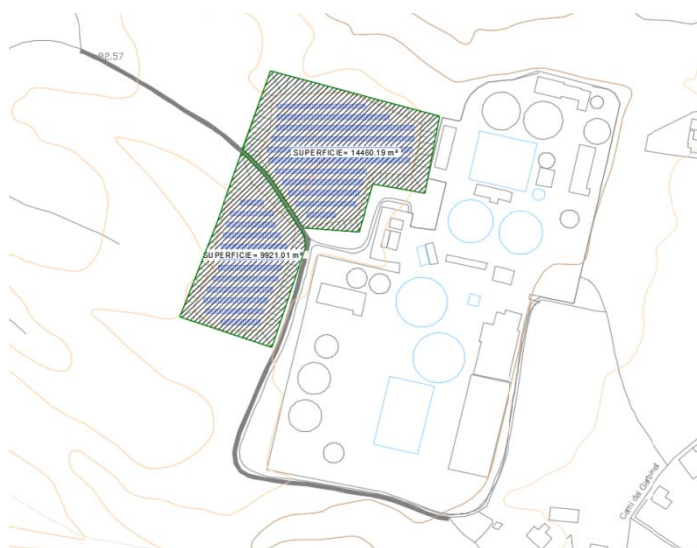


Ilustración 22: Extracto del Plano N° 2 IMPLANTACIÓN EN EL ÁMBITO TERRITORIAL





La primera imagen muestra una visión de Google Maps de la ubicación de la EDAR. La zona de actuación se ubicaría colindante por el oeste de ella, como se puede observar en la siguiente imagen, la cuál es un extracto de uno de los planos del trabajo. Como se muestra en esta segunda imagen, es necesario partir la superficie a ejecutar en dos. Esto se debe a que en la zona oeste de la EDAR colinda un camino que se ha de respetar. Además, esta opción de cortar en dos superficies diferentes puede ser más beneficiosa que, por ejemplo, ejecutar toda la superficie desde el camino hacia su zona sur, ya que ambas superficies tendrán acceso a él y desde ellas es más beneficiosa la salida del cableado en dos unidades diferentes y que llegarán hasta el centro de transformación, ya que las longitudes desde los inversores más alejados serán menores de esta forma.

Sobre la explanada de tierra que se ejecuta mediante desmontes y rellenos, se extenderá una capa de zahorra de 20 cm de espesor para mejorar la instalación y el posible tránsito de los técnicos u operarios tras su puesta en marcha.

La instalación se diseña para una distribución de placas fotovoltaicas que queda de la siguiente manera: 2750 placas fotovoltaicas a instalar en la zona superior (norte) y 1650 en la zona inferior (sur). Se realiza, además, de manera exacta para que las placas fotovoltaicas de cada zona sean las que necesitan exactamente los inversores de cada zona. Así pues, la zona norte necesitará diez inversores y la zona sur los seis restantes.

En las explanadas además de la zona donde se colocan la instalación de placas fotovoltaicas se puede encontrar un camino exterior, entre los taludes y las placas, de cuatro metros de anchura para así poder permitir el paso a vehículos en caso de necesidad, como por ejemplo puede ser el caso de una avería de algún elemento.

El siguiente paso es el de dimensionar el cableado necesario para transportar la energía desde los inversores, los cuales convierten la energía de corriente continua a corriente alterna, en baja tensión hasta el centro de transformación. Los resultados son los siguientes.



Nº Inversor	Longitud m	Potencia W	Intensidad A	S Cableado m <sup>2</sup>	Caida Tensión %
1	188,14	90750	163,73	240	1,70
2	174,76	90750	163,73	240	1,58
3	156,58	90750	163,73	240	1,41
4	137,66	90750	163,73	240	1,24
5	129,91	90750	163,73	240	1,17
6	122,76	90750	163,73	240	1,11
7	118,08	90750	163,73	240	1,07
8	141,12	90750	163,73	240	1,28
9	150,64	90750	163,73	240	1,36
10	175,73	90750	163,73	240	1,59
11	182,32	90750	163,73	240	1,65
12	194,44	90750	163,73	240	1,76
13	204,22	90750	163,73	240	1,85
14	195,37	90750	163,73	240	1,77
15	256,53	90750	163,73	240	2,32
16	275,32	90750	163,73	240	2,49

Ilustración 14: Resultados estudio líneas de cableado eléctrico

Obtenemos una línea formada un tubo de diámetro 16 cm que contendrá tres cables de aluminio de sección 240 mm<sup>2</sup> más un neutro de 150 mm<sup>2</sup> que tendrá un recorrido desde cada uno de los inversores hasta el centro de transformación.

Este cableado admite una intensidad máxima, aplicando los factores de corrección recogidos en el 'REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN E INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS (ITC) BT 01 A BT 51' del REAL DECRETO 842/2002, DE 2 DE AGOSTO', de 164,12 A, superior a la intensidad a circular por el cableado a instalar.

El otro criterio a evaluar respecto del cableado seleccionado es el porcentaje de caída de tensión durante el recorrido. Como se puede observar, este valor nunca supera siquiera el 3%, siendo su máximo un total de 2,49 % en el recorrido desde el inversor nº 16, el de mayor longitud. El valor límite impuesto por las compañías eléctricas está en el 5 %, por lo que en nuestro caso la sección del cableado cumpliría holgadamente.

Todos los cálculos para el dimensionamiento de las líneas de cableado eléctrico vienen reflejados en el anejo Nº 6 CÁLCULOS CABLEADO LÍNEAS ELÉCTRICAS.

Tras el dimensionamiento de la sección hay que tener en cuenta que este cableado transcurrirá enterrado bajo la superficie. Por tanto, se debe ejecutar una zanja para su colocación.

La ejecución de la zanja se va a distribuir en cuatro secciones tipo: el tramo norte que englobará hasta un total de las diez líneas de la zona norte, el tramo sur que hará lo correspondiente en la zona sur con un máximo de seis líneas, el tramo central que recorrerá el tramo del camino principal por donde discurren las dieciséis líneas de los dieciséis inversores totales hasta el centro de transformación y una sección tipo de sólo una línea, que supondrá las zanjas desde los inversores hasta las arquetas y los tramos alargados de los inversores 15 y 16.



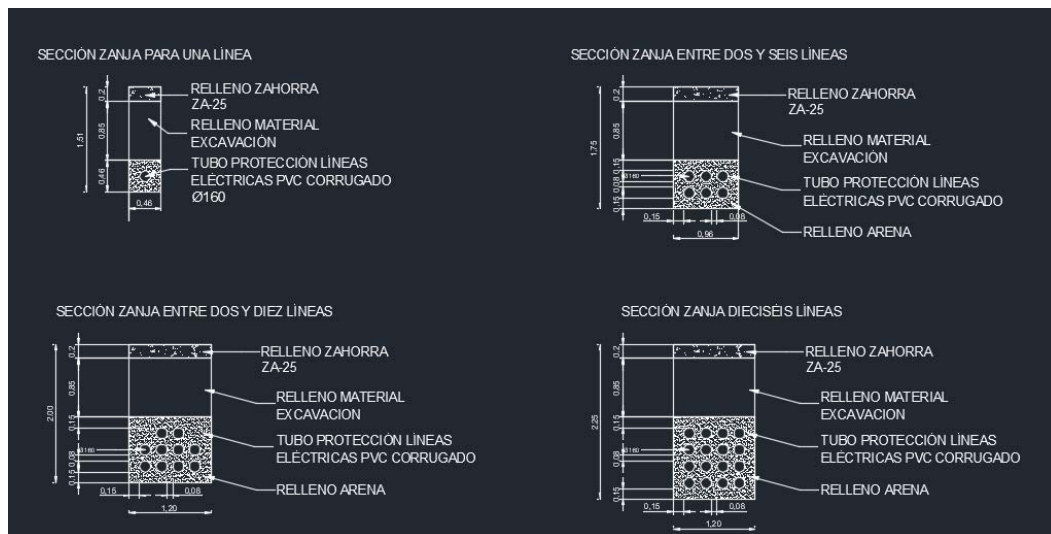


Ilustración 23: Secciones zanjas tipo

La imagen corresponde a las zanjas tipo, que suponen lo siguiente:

- Tramo Norte, de dos a diez líneas: recorre desde la arqueta correspondiente al inversor 7 hasta la arqueta que se encuentra en el camino principal. Su sección es de 1,2 x 2 m.
- Tramo Sur, de dos a seis líneas: recorre desde la arqueta correspondiente al inversor 1 hasta la arqueta que se encuentra en el camino principal. Su sección es de 0,96 x 1,75 m.
- Tramo Central, dieciséis líneas: recorre desde la arqueta donde unen los dos tramos norte y sur en el camino principal hasta el centro de transformación. Su sección es de 1,2 x 2,25 m.
- Tramo de sección de una sola línea: encontramos estas zanjas en las longitudes entre cada inversor hasta su arqueta correspondiente y, además, entre las arquetas correspondientes a los inversores 15 y 16 hasta las arquetas de los inversores 14 y 11 respectivamente.

Una vez instaladas las líneas de cableado se rellenará la zanja con arena hasta una cota de 15 cm sobre los tubos. El resto de zanja se podrá rellenar del material procedente de su previa excavación, salvo los 20 cm superiores de espesor de zahorra.

Todo el proceso de dimensionado de cableados con las operaciones, las mediciones y las imágenes necesarias para ello vienen descritas en el Anejo Nº 6 CÁLCULO CABLEADO LÍNEAS ELÉCTRICAS.



Por último en este capítulo de UBICACIÓN Y DEFINIDO DE DETALLES, se ejecutan los últimos detalles como son el cerramiento mediante vallado y sendas puertas de acceso a las dos zonas norte y sur.

### **6.3. PROCESO CONSTRUCTIVO Y PLANOS**

Una vez obtenidos todos los datos de ubicación, distribución y demás detalles se prevé un proceso constructivo para llevar a cabo la realización de la obra para la instalación del parque de placas fotovoltaicas.

El proceso detallado es el siguiente:

- OPERACIONES PREVIA: las actividades de esta parte son las de REPLANTEO, VALLADO DE LA OBRA y EJECUCIÓN DE CAMINOS DE ACCESO para posibilitar el acceso a ella para los operarios y miembros tanto de la constructora como de la asistencia técnica.
- EJECUCIÓN DE LA EXPLANADA: primeramente ejecutando un posible DESBROCE de vegetación de gran tamaño que complique el trabajo posterior de las retroexcavadores, seguido del MOVIMIENTO DE TIERRAS que se dividirá en excavaciones y desmontes para tener ejecutada la explanada y finalmente, el vertido de ZAHORRA y su posterior compactación.
- INSTALACIÓN: colocación de los paneles solares junto con todo el montaje que necesitan en su correcta ubicación y orientación. También la instalación de inversores y reparto de los paneles a conectar a los inversores, siendo exactamente de 275 paneles a conectar para cada uno de los inversores como se especifica previamente en el apartado del dimensionado de la instalación.
- CABLEADO ELÉCTRICO: en este apartado se dividirán los trabajos en una excavación de la zanja por donde discurrirán las líneas de cableado. Se continúa colocando una bancada de arena y su posterior colocación de tubos para el cableado y así rellenando hasta los 15 cm siguientes a la línea superior de los tubos. El resto se rellena con material procedente de la excavación de las zanjas y los últimos 20 cm con la zahorra que se había eliminado.
- CERRAMIENTO INSTALACIÓN: tras tener finalizadas tanto la explanada como la instalación en su totalidad junto con el cableado hasta el centro de transformación se cierra la parcela mediante un vallado definitivo y se colocan en su ubicación las dos puertas que darán acceso a ambas zonas de la explanada.
- REMATE Y FINALIZACIÓN DE LA OBRA: por último se ejecuta una limpieza de la obra y se eliminan tanto el vallado provisional como cualquier elemento provisional que se instalara al inicio de la obra.

Una vez claro el procedimiento constructivo se diseñan los planos que vendrán recogidos en el DOCUMENTO Nº 2 PLANOS.



Como se ha matizado al inicio de la memoria la lista de planos a adjuntar en el DOCUMENTO Nº 2 es la siguiente:

PLANO Nº 1 – SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

PLANO Nº 2 – IMPLANTACIÓN EN EL ÁMBITO TERRITORIAL

PLANO Nº 3.1 – EXPLANADA UBICACIÓN SECCIONES

PLANO Nº 3.2 – EXPLANADA SECCIONES

PLANO Nº 4.1 – PLANTA GENERAL PLACAS FOTOVOLTAICAS

PLANO Nº 4.2 – PLANTA GENERAL INVERSORES Y CABLEADO

PLANO Nº 5 – DETALLES

#### **6.4. PRESUPUESTO**

Para realizar el presupuesto se han de realizar previamente las mediciones para las diferentes unidades de obra. Una vez obtenidas se obtiene un Presupuesto de Ejecución Material (P.E.M.) que asciende a un total de UN MILLÓN CUATROCIENTOS NOVENTA Y NUEVE MIL SETECIENTOSCUARENTA Y DOS EUROS CON NOVENTA Y SEIS CÉNTIMO (1.499.742,96.- €).

Aplicando los porcentajes de gastos generales y de beneficio industrial, 13% y 6% respectivamente, y más tarde el I.V.A. del 21% se obtiene el Presupuesto Base de Licitación.

Asciende el Presupuesto Base de Licitación, I.V.A. incluido, a la expresada cantidad de DOS MILLONES CIENTO CINCUENTAY NUEVE MIL CUATROCIENTOS SETENTA Y NUEVE EUROS CON OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS (2.159.479,89.- €)

Todo ello vendrá recogido en el DOCUMENTO Nº 3 PRESUPUESTO GENERAL. Este presupuesto se obtiene mediante el programa informático ARQUÍMEDES, programa relativo a Gestión de CYPE Ingenieros.



## **7. Conclusión**

En el Trabajo Fin de Grado DIMENSIONADO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA DE LA EDAR MONTE ORGEGIA (ALICANTE) se ha tenido como objeto la comprobación de viabilidad de dicha instalación respecto a un coste de ejecución total.

En concreto, la instalación se ejecutará mediante paneles Winaico Solar WST-M6-330W – 60 Células Monocristalinas PERC, o similar siempre que cumpla las características mencionadas en el ANEJO Nº 1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN, dado que se trata de la mejor opción del mercado en términos de rentabilidad económica y de garantía durante toda su vida útil que serán 25 años.

La instalación es óptima para 4400 placas fotovoltaicas, así como para 16 inversores que representan el valor más económico y rentable para la instalación, dado que suponen el menor coste unitario para los años de vida útil para los que se proyecta. Con dicha instalación se obtienen anualmente hasta un total de 2,3 GWh aproximadamente.

En términos económicos la instalación obtiene un beneficio anual de 126.157 €, lo cual supone un beneficio tras los 25 años de vida útil de 3.153.925 €. La Tasa de Retorno Interno de la instalación será del 8,9 % y el Payback será de 9 años, tal y como se explica en el apartado de Estudio Económico del dimensionamiento previo.

A ello le contrarresta el importe obtenido en el DOCUMENTO Nº3 PRESUPUESTO del Presupuesto Base de Licitación de las obras proyectadas, I.V.A. incluido, que asciende a un total de 2.159.479,89 €. Si se comparan dichos precios se obtiene un beneficio neto de la instalación tras los 25 años de 994.445,11 €.

Esta instalación, aunque supone una gran inversión para la Administración correspondiente, la cual sería el Ayuntamiento de Alicante en este caso, y también la necesidad de una gran superficie para la construcción de dicha instalación, repercute un gran beneficio al beneficio económico.

Cabe matizar que si transcurridos los años de vida útil la administración apostara por renovar la instalación fotovoltaica, el costo de la nueva instalación sería menor, ya que muchas de las unidades de obra a ejecutar ya lo estarían y tan solo habría que instalar la parte eléctrica contando con paneles e inversores.

Toda la instalación con el beneficio de producción que conlleva supone, además, un beneficio ecológico para el medio ambiente ya que toda esta energía producida es generada al cien por cien de manera limpia y ecológica. Es un aspecto importante a tener en cuenta cuando se decide sobre la rentabilidad de un proyecto u obra. Por tanto, además de un beneficio económico, esta instalación produciría un beneficio ambiental a la sociedad.



## 8. Referencias

- **EPSAR – Entitat de sanejament d’aigües.** Instalaciones en servicio: ficha técnica de la Estación de Depuración de Aguas Residuales Monte Orgegia (Alicante). Disponible en web [www.epsar.gva.es](http://www.epsar.gva.es)
- **Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).** Obtención de irradiancias solares para una ubicación y un periodo de tiempo determinado. Disponible en web <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- **Sede Electrónica del Catastro – Ministerio de Hacienda.** Planos y cartografía del terreno de la zona a ejecutar. Disponible en web <https://www1.sedecatastro.gob.es/>
- **Ibañez Carranza, J.C., Pérez Bueno, D., 2018.** Las claves del consumo doméstico de agua en la Comunidad de Madrid.
- **Winaico - Power to perform.** Datos geométricos y técnicos de panel solar fotovoltaico. Disponible en web <https://www.winaico.com/en/>
- **ABB Group – Leading digital technologies for industry.** Datos técnicos de inversor eléctrico. Disponible en web <https://global.abb/group/en>
- **Iberdrola Distribución Eléctrica, 2013.** MT 2.51.01 V7A. Proyecto tipo de línea subterránea de baja tensión.



Valencia, julio de 2020  
El autor del Trabajo de Final de Grado

---

Rubio Pedro, Jorge



# **ANEJOS A LA MEMORIA**



# **ANEJO Nº 1**

*DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN*



## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. ESTUDIO .....	3
3. ELECCIÓN PANEL SOLAR .....	4
4. COMPONENTES INSTALACIÓN .....	5



## 1. INTRODUCCIÓN

Para justificar la elección del tipo de módulo eléctrico a seleccionar, dada la poca información que se poseía previamente al inicio del Trabajo Final de Grado y el escaso criterio que se podía encontrar simplemente con búsquedas en la red, se decidió contactar con empresas relacionadas del sector para obtener una opinión que optimizara mejor nuestra instalación. Finalmente, la empresa Area Group se prestó a facilitarnos más información respecto a la elección de los elementos de la instalación.

## 2. ESTUDIO

El resultado fue un estudio económico previo con los datos que poseíamos de consumos eléctricos mensuales, que, aunque eran escasos, han servido para una orientación inicial para los predimensionamientos a partir de los cuales continuar buscando las opciones más óptimas en cada una de las elecciones a realizar durante la elaboración del trabajo.

Las diferentes opciones de mercado que nos ofrecían, siendo dos opciones básicas y otras tantas dos Premium, eran:

- **Solarwatt Vision 60M Doble Vidrio 310W - 60 Células Monocristalinas PERC (PREMIUM):** esta opción incluye una garantía de hasta 30 años y un seguro a todo riesgo de 5 años para toda la instalación.
- **Winaico Solar WST-M6-330W - 60 Células Monocristalinas PERC (PREMIUM):** esta opción incluye una garantía de hasta 25 años y un seguro a todo riesgo de 10 años para toda la instalación.
- **Peimar Solar 340W - 72 células Policristalinas (BÁSICO):** esta opción incluye una garantía de 20 años y no incluye ningún seguro a todo riesgo.
- **Atersa Solar 410W - 144 células HC Monocristalinas PERC (BÁSICO):** esta opción incluye una garantía de 10 años y no incluye ningún seguro a todo riesgo.

Los precios unitarios, para una misma producción de energía anual, varían entre las opciones más económicas que resultan ser las últimas dos opciones básicas hasta el precio de instalación más costoso que suponen los paneles de ofertas Premium.



### 3. ELECCIÓN PANEL SOLAR

Primeramente se criban las opciones de módulos solares por tema de seguridad. Por tanto, se priorizan aquellas opciones que nos garantizan una garantía suficiente para cumplir los años de vida útil para los que se diseña la instalación, los cuales son un total de 25 años.

Es por ello que ambas opciones básicas no cumplen con dicho requisito y, por muy económicas que resultaran a priori, pueden resultar un gran inconveniente durante el transcurso de la vida útil de la instalación y, finalmente, resultar más costosas por necesidad de recambio durante este tiempo.

Entre las dos opciones Premium Solarwatt Vision y Winaico Solar observamos que los paneles Solarwatt no generan tanta potencia (310 W por panel) como los Winaico (330 W). Esto supone que para alcanzar un consumo mínimo preestablecido se necesitará colocar más paneles de la primera opción que de la segunda, siendo entonces la opción de Solarwatt más costosa que la de Winaico Solar.

A continuación vemos un extracto del estudio realizado por la empresa, con los datos de las cuatro opciones para una generación de energía de 2310 kW.

COMPARATIVA DE ALTERNATIVAS (SIN IVA)			
OFERTA PREMIUM+	OFERTA PREMIUM 	OFERTA BASICA+	OFERTA BASICA (99% DE LAS OFERTAS DEL MERCADO)
2310,12 KW (7452 Paneles)	<b>2310 KW (7000 Paneles)</b>	2310,3 KW (6795 Paneles)	2310,35 KW (5635 Paneles)
Solarwatt Vision 60M Doble Vidrio 310W - 60 Células Monocristalinas PERC - 30 años de Garantía de Producto + Rendimiento Garantizado 87% a los 30 años + Seguro a Todo Riesgo Incluido. Garantía Europea	<b>Winaico Solar WST-M6-330W - 60 Células Monocristalinas PERC - 25 años de Garantía de Producto + Rendimiento Garantizado 82% a los 25 años. Seguro a Todo Riesgo Contratable 10 años. Garantía Europea</b>	Peimar Solar 340W - 72 células Policristalinas - 20 años de garantía de producto + Rendimiento garantizado 80,6% a los 30 años. Garantía Europea Asegurada por Seguro Externo	Atersa Solar 410W - 144 células HC Monocristalinas PERC - 10 años de garantía de producto + Rendimiento garantizado 80% a los 25 años, o de características similares. Garantía Española
<b>COSTE DEL PROYECTO LLAVE EN MANO (SIN IVA)</b>			
2.208.669,27 €	<b>1.804.357,77 €</b>	1.764.028,77 €	1.489.503,78 €
<b>DIFERENCIA RESPECTO A OFERTA PREMIUM</b>			
404.311,50 €	<b>0,00 €</b>	-40.329,00 €	-314.853,99 €

Como se aprecia la opción más rentable resulta ser la segunda ya que la garantía nos cubre los 25 años de vida útil y resulta una opción más económica que la primera opción Premium.

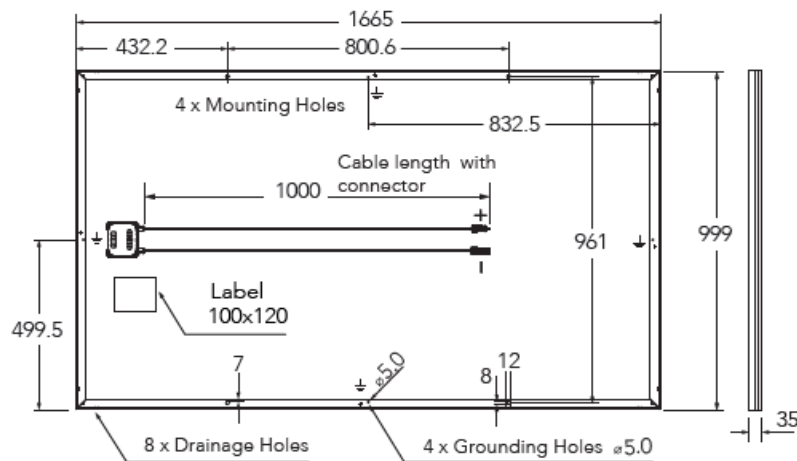


## 4. COMPONENTES INSTALACIÓN

Tanto mediante el estudio como por parte del proceso de recabación de información en la red, se obtienen los datos de los componentes que formarán la futura instalación fotovoltaica. Estos serán, por una parte, las placas fotovoltaicas del tipo **Winaico Solar WST-M6-330W - 60 Células Monocristalinas PERC** y, por otra parte, los inversores a instalar del tipo **Inversor/es de alto rendimiento ABB PVS-100-TL - Inversor trifásico de String con 6 MPPT. Protecciones y seccionadores Continua y Alterna incluidos.**

### ○ PANELES SOLARES.

Se trata de un panel solar de dimensiones 1665 x 999 mm como características principales geométricas. A continuación se adjunta una visión acotada del mismo.



De sus características técnicas destaca:

- Potencia nominal ( $P_{MAX}$ ): 330 W
- Voltaje máximo ( $V_{MP}$ ): 34,27 V
- Corriente máxima ( $I_{IMP}$ ): 13,75 A
- Tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ): 40,85 V
- Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ): 10,48 A
- Eficiencia del módulo: 19,84 %
- $\mu_v$ : -0,29 %/°C



- $\mu_A$ : 0,04 %/°C

- INVERSORES.

Los inversores tienen como función transformar la corriente continua que se genera en los paneles solares en corriente alterna que se transporta hasta el centro de transformación en corriente de baja tensión.

En el caso de los inversores las dimensiones geométricas no son importantes para el diseño de la instalación, como sí lo son las de los paneles.

Las características técnicas de los inversores son las siguientes:

- Potencia de salida: 100 kW
- Número de seguidores de máxima potencia: 6
- Voltaje máximo de máxima potencia: 850 V
- Voltaje mínimo de máxima potencia: 480 V
- Máxima intensidad de entrada ( $I_{IN}$ ): 216 A
- Voltaje de entrada ( $U_{IN}$ ): 1000 V
- Máxima potencia de entrada DC: 125 kW
- Ratio de eficiencia: 98,2 %

# **ANEJO N° 2**

*JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS*



## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. PRECIOS DE INSTALACIÓN .....	3
3. PRECIOS DE CONSUMO ELÉCTRICO.....	4
4. PRECIOS UNITARIOS Y DESCOMPOSICIÓN DE PRECIOS .....	5





## 1. INTRODUCCIÓN

Para la justificación de precios vamos a separar los distintos a realizar en tres tipos diferentes: por una parte, los supuestos precios de instalación que se dividirán en precio del módulo solar, precio del inversor y precio de montaje; en segundo lugar, los llamados precios de consumo eléctrico, los cuales se dividirán en precio de compra energética y precio de venta energética; y, por último, el listado de los diferentes precios, tanto unitario como descompuestos, que han servido para confeccionar el DOCUMENTO Nº 3 PRESUPUESTO de este Trabajo Fin de Grado.

Para la justificación de precios unitarios del último apartado de materiales se han referenciado estos precios con los utilizados en el proyecto profesional correspondiente a la "URBANIZACIÓN DE LA UNIDAD DE EJECUCIÓN UE-33B EN LLÍRIA" y a los que obtendrán durante el apartado 2 de este anejo.

## 2. PRECIOS DE INSTALACIÓN

Los precios que se prefijan son unos valores obtenidos mediante las diapositivas de la asignatura de Aprovechamientos Hidráulicos y Energéticos de 4º de Grado en Ingeniería Civil de la Universitat Politècnica de València (Valencia), ya que en el estudio que se recibe el precio que se obtiene es un precio final y no está desglosado por elementos. Los precios que se utilizan son de:

- 0,3 €/W para paneles solares.
- 0,1 €/W para inversores.
- 0,3 €/W para montaje.

El resultado que obtenemos es un total de 0,7 € de precio para la instalación por cada vatio de potencia instalado.

Basándonos ahora en el estudio de instalación recibida por parte de la empresa Area Group, para una instalación de 2310 kW obtenemos un precio unitario por vatio instalado de 0,75 €. El resultado es bastante similar, la variación es del 7 %, por lo que se aceptan los datos prefijados como buenos y el valor de precio de 0,7 €/W es válido.

Por tanto, aplicando estos criterios y, como se justifica en los anejos Nº 3 ESTUDIO ECONÓMICO y Nº 4 OPTIMIZACIÓN DE INVERSORES, para un número total de 4400 placas fotovoltaicas que suponen un total de 1,45 GW de potencia y de 16 inversores, el precio aproximado unitario es de:

- 99 € para cada placa fotovoltaica.
- 9075 € para cada inversor.



### 3. PRECIOS DE CONSUMO ELÉCTRICO

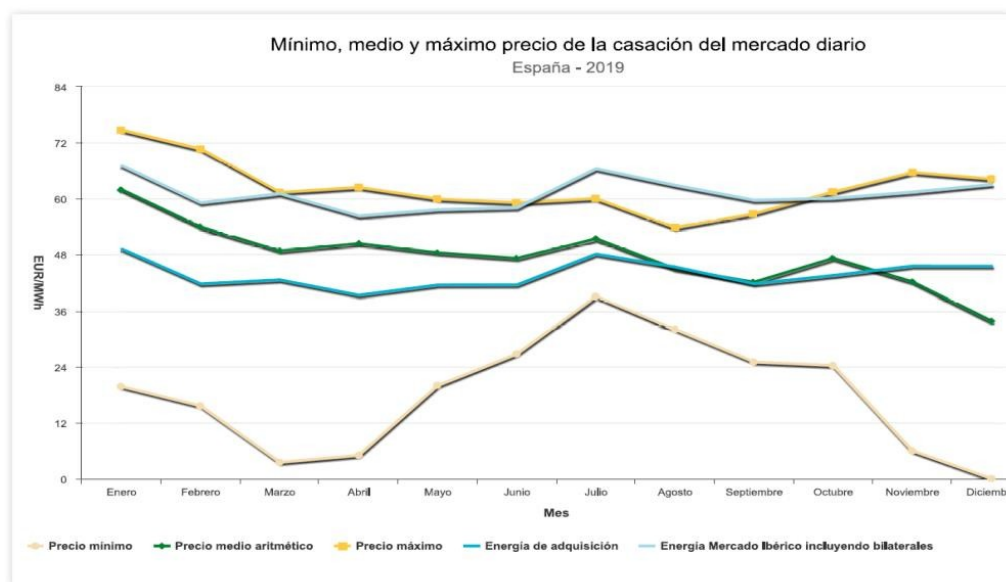
Los precios del consumo eléctrico se dividen en el precio de compra de energía eléctrica y el de venta de energía eléctrica.

El precio de compra de energía eléctrica es de 67,6 €/MWh. Este valor es un dato que se recibió de la misma EDAR donde, además de este precio, se recibió el consumo eléctrico mensual y su gasto en euros, por lo que se pudo comprobar que esa cifra era correcta.

Para el precio de venta de energía eléctrica se tienen en cuenta las leyes mencionadas en el apartado *Marco Legislativo* del punto 2 de la memoria, en su sub apartado llamado Venta de Energía Producida. En este sub apartado se explica mediante qué leyes llegamos a la posibilidad de vender el excedente de energía producida en cada hora tras abastecer la totalidad de la demanda.

Para la obtención de un precio razonable a partir del cual poder ejecutar el estudio económico final es necesario el estudio de precios obtenidos en la página web OMIE.es.

OMIE, u Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, gestiona el mercado spot de MIBEL, que comprenden un mercado diario y seis mercados intradiarios. En su página web previamente mencionada se encuentran los valores diarios de venta de energía. Para su obtención se calcula una media de los precios medios de cada mes del año 2019, el último del que se pueden obtener los datos del precio de cada uno de los meses del año.



En la gráfica anterior se pueden obtener los datos de consumos medios mensuales. Dichos valores son los siguientes (siempre teniendo en cuenta el valor de precio medio aritmético).



2019	Precio (€/MWh)
Enero	61,99
Febrero	54,01
Marzo	48,82
Abril	50,41
Mayo	48,39
Junio	47,19
Julio	51,46
Agosto	44,96
Septiembre	42,11
Octubre	47,17
Noviembre	42,19
Diciembre	33,8

El precio medio obtenido de 2019, que será el que se utilizará para prever los beneficios de venta energética obtenida es de 47,7 €/MWh.

#### 4. PRECIOS UNITARIOS Y DESCOMPOSICIÓN DE PRECIOS

Seguidamente se adjuntan tanto los listados de precios unitarios para mano de obra, maquinaria y materiales, como la descomposición de los precios cuyo resultado son los importes de las partidas que se aplican en el DOCUMENTO Nº 3 PRESUPUESTO.

# **CUADRO DE MANO DE OBRA**

<b>NUM.</b>	<b>CODIGO</b>	<b>DENOMINACION DE LA MANO DE OBRA</b>	<b>PRECIO(Euros)</b>
1	MO001	OFICIAL DE 1º DE CONSTRUCCIÓN	12,38
2	MO002	PEON ESPECIALISTA DE CONSTRUCCIÓN	11,33
3	MO003	PEÓN ORDINARIO CONTRUCCIÓN	11,29
4	MO101	OFICIAL DE 1º DE ELECTRICIDAD	12,68
5	MO102	PEON ESPECIALISTA DE ELECTRICIDAD	12,38
6	MO201	OFICIAL DE 1º CERRAJERO	12,68
7	MO202	AYUDANTE CERRAJERO	11,60

# **CUADRO DE MAQUINARIA**

**CUADRO DE MAQUINARIA**

PAGINA: 1

NUM. CODIGO	UD.	DENOMINACION DE LA MAQUINARIA	PRECIO (Euros)
1	Q1B1101	H PALA CARGADORA SOBRE NEUMÁTICOS, PEQUEÑA	35,52
2	Q1B1102	H PALA CARGADORA S/NEUMÁTICOS TAMAÑO MEDIO	39,80
3	Q1B1108	H RETROEXCAVADORA DE NEUMÁTICOS DE 60 CV	50,21
4	Q1B1201	H TRACTOR CON TRAÍLLA	20,74
5	Q1B2006	H COMPACTADOR TIPO RANA	6,97
6	Q1B2102	H MOTONIVELADORA DE 130 CV	36,92
7	Q1C1011	H CAMIÓN GRUA DE 15 TM Y 125 CV	34,41
8	Q1C1013	H. GRUA AUTOPROPULSADA DE 10T DE CAPACIDAD Y 27 M DE ALTURA DE BRAZO	70,00
9	Q1C1014	H CAMIÓN DUMPER DE 150 CV PARA 25 TN DE CARGA.	35,04
10	Q1C1103	H CAMIÓN DE 15 TM DE CARGA	21,93
11	Q1C1105	H CAMIÓN CISTERNA DE 100 CV PARA 6 M3 DE AGUA	20,20
12	Q1D1007	H RODILLO COMPACTADOR AUTOPROPULSADO DE 600 KGS	7,33
13	Q1D1008	H RODILLO COMPACTADOR AUTOPROPULSADO DE 10 TM/100 CV	7,87
14	Q1D1104	H HORMIGONERA DE 250 LTS. DE CAPACIDAD	1,87

# **CUADRO DE MATERIALES**



NUM. CODIGO	UD.	DENOMINACION DEL MATERIAL	PRECIO
1	MAT01005 M3	AGUA	0,13
2	MAT02010 TM	ARENA DE CANTERA DE PIEDRA GRANÍTICA, DE 0 A 3,5 MM	15,31
3	MAT02015 TM	ARENA MUERTA PARA RELLENOS	5,70
4	MAT02020 TM	ARENA LAVADA DE 2 MM	13,40
5	MAT02040 TM	GRAVA RODADA DE TAMAÑO MÁXIMO 20 MM	12,45
6	MAT02105 M3	ZAHORRA ARTIFICIAL	12,48
7	MAT02350 M3	CANON DE TIERRA A VERTEDERO	0,23
8	MAT03010 TN	CEMENTO CEM II/35 EN SACOS	73,15
9	MAT05010 UD	BLOQUE HORMIGÓN GRIS 40X20X20 CM	0,67
10	MAT10010 UD	TAPA FUNDICIÓN HOMOLOGADA DE FUNDICIÓN DUCTIL, D-400.	115,24
11	MAT11055 M2	TELA METALICA DE SIMPLE TORSION DE ALAMBRE GALVANIZADO DE 50 MM DE PASO DE MALLA Y DE DIAMETRO 2,7 MM	8,00
12	MAT11060 UD	POSTE DE TUBO DE ACERO GALVANIZADO DE DIAMETRO 48 MM Y DE ALTURA 1,8 M.	18,16
13	MAT11080 UD.	PUERTA CORREDERA DE 4 M, PARA ACCESO PEATONAL Y DE VEHÍCULOS. APERTURA MANUAL. INCLUSO GUÍA DE ACERO PARA APERTURA Y CIERRE DE PUERTA Y CERRADURA POR AMBOS LADOS.	450,00
14	MAT12020 UD	ARQUETA PREFABRICADA DE HORMIGÓN VIBRADO DE 0,80X0,85 M. Y 1,00 M. DE PROFUNDIDAD.	156,40
15	MAT15005 UD.	MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO WINAICO SOLAR WST - M6 - 330 W - 60 CÉLULAS MONOCRISTALINAS PERC O SIMILAR, DE CÉLULAS DE SILICIO MONOCRISTALINO, POTENCIA MÁXIMA (WP) 330 W, TENSIÓN A MÁXIMA POTENCIA (VMP) 34.27 V, INTENSIDAD A MÁXIMA POTENCIA (IMP) 13.75 A, TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO (VOC) 40.85 V, INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO (ISC) 10.48 A, INCLUSO ESTRUCTURA DE SOPORTE DE PANEL DE ALUMINIO-MAGNESIO FIJADO A CIMENTACION DE HORMIGÓN EXCAVADA EN EL TERRENO, CONECTADO EN SERIE Y/O EN PARALELO A LOS PANELES ANEJOS.	99,00
16	MAT15010 UD.	INVERSOR MONOFÁSICO PARA CONEXIÓN A RED, POTENCIA MÁXIMA DE ENTRADA 125.000 W, VOLTAJE DE ENTRADA MÁXIMO 1000 VCC, POTENCIA NOMINAL DE SALIDA 100.000 W, VOLTAJE DE MÁXIMA POTENCIA 850 VA, EFICIENCIA MÁXIMA 98,2%.	9.075,02

---

<b>NUM. CODIGO</b>	<b>UD.</b>	<b>DENOMINACION DEL MATERIAL</b>	<b>PRECIO</b>
17	MAT16020 ML	CONJUNTO DE CABLES UNIPOLARES PARA BAJA TENSION AISLAMIENTO RV 3X240 MM2 AL. +1X150 MM2 CU, INCLUSO TIRANTILLOS Y CINTAS DE SEÑALIZACION DE FASE	28,80
18	MAT16040 ML	CINTA AMARILLA DE PVC NORMALIZADA PARA "AVISO CABLE"	1,73
19	MAT16050 ML	TUBO CORRUGADO PVC 160 MM	2,21

**CUADRO DE PRECIOS AUXILIARES**

Num.	CODIGO	Ud.	DESCRIPCION		TOTAL	
1	A1001	M3	<b>EXTENSIÓN, RIEGO Y COMPACTACIÓN DE TERRAPLÉN.</b>			
		Q1B2102	0,008 h	MOTONIVELADORA DE 130 CV	36,92	0,30
		Q1D1008	0,004 h	RODILLO COMPACTADOR AUTOPROPU...	7,87	0,03
		Q1C1105	0,004 h	CAMIÓN CISTERNA DE 100 CV PARA 6 ...	20,20	0,08
		MO003	0,012 h	PEÓN ORDINARIO CONTRUCCIÓN	11,29	0,14
				<b>TOTAL POR M3</b>	.....:	<b>0,55</b>
2	A1105	M3	<b>HORMIGÓN TIPO HM-20,DE FCK=20 MPA,PARA VIBRAR, CON ÁRIDO MACHACADO DE 20 MM MÁXIMO</b>			
		MAT03010	0,300 Tn	CEMENTO CEM II/35 EN SACOS	73,15	21,95
		MAT02020	0,650 tm	ARENA LAVADA DE 2 MM	13,40	8,71
		MAT02040	1,550 tm	GRAVA RODADA DE TAMAÑO MÁXIMO...	12,45	19,30
		MAT01005	0,180 m3	AGUA	0,13	0,02
		Q1D1104	0,600 h	HORMIGONERA DE 250 LTS. DE CAPACI...	1,87	1,12
		MO002	1,056 H.	PEON ESPECIALISTA DE CONSTRUCCIÓN	11,33	11,96
				<b>TOTAL POR M3</b>	.....:	<b>63,06</b>
3	A1120	M3	<b>MORTERO DE CEMENTO PÓRTLAND CON CALIZA CEM II/B-L Y ARENA DE PIEDRA GRANÍTICA CON 200 KG/M3 DE CEMENTO, CON UNA PROPORCIÓN EN VOLUMEN 1:8 Y 2 N/MM2 DE RESISTENCIA A COMPRESIÓN, ELABORADO EN OBRA CON HORMIGONERA DE 165 L</b>			
		MAT01005	0,200 m3	AGUA	0,13	0,03
		MAT02010	1,740 tm	ARENA DE CANTERA DE PIEDRA GRANÍ...	15,31	26,64
		MAT03010	0,200 Tn	CEMENTO CEM II/35 EN SACOS	73,15	14,63
		Q1D1104	0,700 h	HORMIGONERA DE 250 LTS. DE CAPACI...	1,87	1,31
		MO002	0,960 H.	PEON ESPECIALISTA DE CONSTRUCCIÓN	11,33	10,88
				<b>TOTAL POR M3</b>	.....:	<b>53,49</b>

# **CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS**

N...	CODIGO	UD.	DESCRIPCION		TOTAL	
1	01005	M3	<b>EXCAVACIÓN A CIELO ABIERTO PARA FORMACIÓN DE LA EXPLANADA EN DESMONTE DE VIALES POR MEDIOS MECÁNICOS EN CUALQUIER TIPO DE TERRENOS, INCLUSO REFINO, RASANTEO Y COMPACTADO POSTERIOR DE LA BASE DE CAJA CARGA SOBRE CAMIÓN SIN INCLUIR EL TRANSPORTE DE TIERRAS, TOTALMENTE EJECUTADO</b>			
	Q1B1102	0,060	H	PALA CARGADORA S/NEUMÁTICOS TAMAÑO M...	39,80	2,39
	Q1D1008	0,040	H	RODILLO COMPACTADOR AUTOPROPULSA	7,87	0,31
	Q1B1201	0,040	H	TRACTOR CON TRAÍLLA	20,74	0,83
		0,030	%	COSTOS INDIRECTOS	3,53	0,110
				<b>TOTAL POR m3 .....</b>		<b>3,64</b>
				<b>Son TRES EUROS CON SESENTA Y CUATRO CÉNTIMOS por m3.</b>		
2	01016	M3	<b>TERRAPLÉN CON SUELO ADECUADO PROCEDENTES DE PRÉSTAMOS, EXTENDIDO Y COMPACTADO EN TONGADAS DE 25 CM COMO MÁXIMO HASTA CONSEGUIR UNA COMPACTACIÓN MÍNIMA DEL 98% DEL P.M., INCLUSO EXTENDIDO, HUMECTACIÓN, COMPACTACIÓN, FORMACIÓN DE PENDIENTES Y REFINO DE TALUDES, MEDIDO SOBRE PERFIL.</b>			
	A1001	1,000	M3	EXTENSIÓN, RIEGO Y COMPACTACIÓN DE TER...	0,55	0,55
		0,030	%	COSTOS INDIRECTOS	0,55	0,020
				<b>TOTAL POR m3 .....</b>		<b>0,57</b>
				<b>Son CINCUENTA Y SIETE CÉNTIMOS por m3.</b>		
3	01040	M3	<b>ZAHORRA ARTIFICIAL CLASIFICADA EN BASE, INCLUSO SUMINISTRO, EXTENDIDO, RIEGO Y COMPACTACIÓN AL 100% DEL PROCTOR MODIFICADO.</b>			
	MAT02...	1,100	M3	ZAHORRA ARTIFICIAL	12,48	13,73
	A1001	1,000	M3	EXTENSIÓN, RIEGO Y COMPACTACIÓN DE TER...	0,55	0,55
	M%UH	5,000	%	ÚTILES Y HERRAMIENTAS	0,00	0,00
		0,030	%	COSTOS INDIRECTOS	14,28	0,430
				<b>TOTAL POR m3 .....</b>		<b>14,71</b>
				<b>Son CATORCE EUROS CON SETENTA Y UN CÉNTIMOS por m3.</b>		
4	02010	M3	<b>EXCAVACIÓN EN ZANJA O POZO EN TODO TIPO DE TERRENO INCLUSO ROCA, POR MEDIOS MECÁNICOS Y A CUALQUIER PROFUNDIDAD, INCLUSO PERFILADO DE LA SECCIÓN (BORDES Y FONDO), AGOTAMIENTO, CARGA Y TRANSPORTE DE PRODUCTOS SOBRANTES A ACOPIO INTERMEDIO O LUGAR DE EMPLEO EN LA PROPIA OBRA.</b>			
	Q1B1108	0,150	H	RETROEXCAVADORA DE NEUMÁTICOS DE	50,21	7,53
	Q1C1103	0,150	H	CAMIÓN DE 15 TM DE CARGA	21,93	3,29
	MO002	0,071	H.	PEON ESPECIALISTA DE CONSTRUCCIÓN	11,33	0,80
	M%UH	5,000	%	ÚTILES Y HERRAMIENTAS	0,80	0,04
		0,030	%	COSTOS INDIRECTOS	11,66	0,350
				<b>TOTAL POR m3 .....</b>		<b>12,01</b>
				<b>Son DOCE EUROS CON UN CÉNTIMO por m3.</b>		

N...	CODIGO	UD.	DESCRIPCION		TOTAL
5	02020	M3	<b>RELLENO DE ZANJAS Y POZOS POR MEDIOS MECÁNICOS CON ARENA PROCEDENTE DE CANTERA, EN CAPAS NO SUPERIORES A 25 CM, INCLUSO SUMINISTRO, VERTIDO, EXTENDIDO, COMPACTACIÓN ( MANUALMENTE, EN SU CASO ) Y NIVELACIÓN.</b>		
	MAT02...	1,500	TM ARENA MUERTA PARA RELLENOS	5,70	8,55
	MAT01...	0,200	M3 AGUA	0,13	0,03
	Q1B2006	0,100	H COMPACTADOR TIPO RANA	6,97	0,70
	MO002	0,192	H. PEON ESPECIALISTA DE CONSTRUCCIÓN	11,33	2,18
	M%UH	5,000	% ÚTILES Y HERRAMIENTAS	2,18	0,11
		0,030	% COSTOS INDIRECTOS	11,57	0,350
				<b>TOTAL POR m3 .....</b>	<b>11,92</b>

Son ONCE EUROS CON NOVENTA Y DOS CÉNTIMOS por m3.

6	02030	M3	<b>RELLENO DE ZANJAS Y POZOS POR MEDIOS MECÁNICOS CON MATERIAL PROCEDENTE DE EXCAVACIÓN, EN CAPAS NO SUPERIORES A 25 CM, INCLUSO VERTIDO, EXTENDIDO, HUMECTACIÓN, COMPACTACIÓN POR MEDIOS MECÁNICOS AL 98% DEL P.M. Y NIVELACIÓN.</b>		
	Q1B1108	0,010	H RETROEXCAVADORA DE NEUMÁTICOS DE	50,21	0,50
	Q1D1007	0,010	H RODILLO COMPACTADOR AUTOPROPULSA	7,33	0,07
	MO002	0,010	H. PEON ESPECIALISTA DE CONSTRUCCIÓN	11,33	0,11
	M%UH	5,000	% ÚTILES Y HERRAMIENTAS	0,11	0,01
		0,030	% COSTOS INDIRECTOS	0,69	0,020
				<b>TOTAL POR m3 .....</b>	<b>0,71</b>

Son SETENTA Y UN CÉNTIMOS por m3.

7	02210	M3	<b>CARGA MEDIANTE MÁQUINA (DIFERENTE DE LA QUE EXCAVA) Y TRANSPORTE A VERTEDERO O ACOPIO LEGALIZADO DE TIERRAS, A CUALQUIER DISTANCIA, INCLUSO CÁNON DE VERTIDO Y RETORNO EN VACÍO.</b>		
	MAT02...	1,000	M3 CANON DE TIERRA A VERTEDERO	0,23	0,23
	Q1B1101	0,007	H PALA CARGADORA SOBRE NEUMÁTICOS, PEQU...	35,52	0,25
	Q1C1014	0,050	H CAMIÓN DUMPER 150 CV PARA 25 TN	35,04	1,75
	MO003	0,007	H PEÓN ORDINARIO CONTRUCCIÓN	11,29	0,08
	M%UH	5,000	% ÚTILES Y HERRAMIENTAS	0,08	0,00
		0,030	% COSTOS INDIRECTOS	2,31	0,070
				<b>TOTAL POR m3 .....</b>	<b>2,38</b>

Son DOS EUROS CON TREINTA Y OCHO CÉNTIMOS por m3.

N...	CODIGO	UD.	DESCRIPCION	TOTAL
------	--------	-----	-------------	-------

8 08005 ML CERRAMIENTO DE PARCELA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONSTITUIDO POR:

- FABRICA DE BLOQUES DE HORMIGON DE 1 M DE ALTURA, A BASE DE BLOQUES COLOR GRIS DE MEDIDAS 40X20X20 CM, INCLUSO RELLENO DE HORMIGÓN HM-20 N/MM2 Y ARMADURA B-500S, COLOCADOS EN CIMENTACIÓN DE MURO; Y RECIBIDOS CON MORTERO DE CEMENTO Y ARENA DE RÍO M5 SEGÚN UNE-EN 998-2, INCLUSO P.P. DE PIEZAS ESPECIALES, ROTURAS, APLOMADOS, NIVELADOS Y LIMPIEZA, TODO ELLO SEGÚN CTE/DB-SE-F.

- ENREJADO DE ACERO DE ALTURA 1,5 M CON ACABADO GALVANIZADO CON TELA METALICA DE TORSIÓN SIMPLE CON ACABADO GALVANIZADO, 50 MM DE PASO DE MALLA Y DIAMETRO 2,7 Y 2,7 MM, Y POSTES DE TUBO GALVANIZADO DE DIAMETRO 48 MM, COLOCADOS CADA 3 M SOBRE MURO DE BLOQUES DE HORMIGON.

INCLUSO SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE TODOS LOS ELEMENTOS NECESARIOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL CERRAMIENTO, INCLUSO P.P. DE FORMACIÓN DE ENTRADA A LA PARCELA. TOTALMENTE COLOCADA.

MAT05...	12,500	UD	BLOQUE HORMIGÓN GRIS 40X20X20 CM	0,67	8,38
MAT11...	1,515	M2	TELA METALICA DE SIMPLE TORSION, 50 MM P...	8,00	12,12
MAT11...	0,340	UD	POSTE DE TUBO DE ACERO, D 48 MM, ALTURA ...	18,16	6,17
A1105	0,160	M3	HORMIGÓN TIPO HM-20,DE FCK=20 MPA	63,06	10,09
A1120	0,025	M3	MORTERO DE CEMENTO CEM II/B-L 1:8	53,49	1,34
MO201	2,000	H	OFICIAL DE 1ª CERRAJERO	12,68	25,36
MO202	2,000	H	AYUDANTE CERRAJERO	11,60	23,20
M%UH	5,000	%	ÚTILES Y HERRAMIENTAS	75,23	3,76
	0,030	%	COSTOS INDIRECTOS	90,42	2,710

TOTAL POR ml .....: 93,13

Son NOVENTA Y TRES EUROS CON TRECE CÉNTIMOS por ml.

9 08010 UD PUERTA CORREDERA DE 4 M, PARA ACCESO PEATONAL Y DE VEHÍCULOS. APERTURA MANUAL. INCLUSO SUMINISTRO A PIE DE OBRA, COLOCACIÓN DE GUÍA DE ACERO PARA APERTURA Y CIERRE DE PUERTA Y CERRADURA POR AMBOS LADOS. TOTALMENTE COLOCADA.

MAT11...	1,000	UD.	PUERTA CORREDERA DE 4 M, PARA ACCESO PE...	450,00	450,00
A1105	0,500	M3	HORMIGÓN TIPO HM-20,DE FCK=20 MPA	63,06	31,53
Q1C1011	0,500	H	CAMIÓN GRUA DE 15 TM Y 125 CV	34,41	17,21
MO001	2,000	H.	OFICIAL DE 1º DE CONSTRUCCIÓN	12,38	24,76
MO003	2,000	H	PEÓN ORDINARIO CONTRUCCIÓN	11,29	22,58
MO201	1,000	H	OFICIAL DE 1ª CERRAJERO	12,68	12,68
MO202	1,000	H	AYUDANTE CERRAJERO	11,60	11,60
M%UH	5,000	%	ÚTILES Y HERRAMIENTAS	521,62	26,08
	0,030	%	COSTOS INDIRECTOS	596,44	17,890

TOTAL POR UD .....: 614,33

Son SEISCIENTOS CATORCE EUROS CON TREINTA Y TRES CÉNTIMOS por UD.



N...	CODIGO	UD.	DESCRIPCION		TOTAL	
10	12010	UD	<b>SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE ARQUETA PREFABRICADA DE HORMIGÓN VIBRADO DE 0,80X0,85 M. Y 1,00 M. DE PROFUNDIDAD, INCLUSO TAPA Y MARCO DE FUNDICIÓN DÚCTIL, CLASE D-400, TOTALMENTE INSTALADA.</b>			
	MAT12...	1,000	UD	ARQUETA PREFABRICADA DE HORMIGÓN VIBR...	156,40	156,40
	MAT10...	1,000	UD	TAPA FUNDICIÓN HOMOLOGADA	115,24	115,24
	Q1C1011	3,000	H	CAMIÓN GRUA DE 15 TM Y 125 CV	34,41	103,23
	Q1B1108	0,670	H	RETROEXCAVADORA DE NEUMÁTICOS DE	50,21	33,64
	MO001	2,855	H.	OFICIAL DE 1º DE CONSTRUCCIÓN	12,38	35,34
	MO003	2,855	H	PEÓN ORDINARIO CONTRUCCIÓN	11,29	32,23
	M%UH	5,000	%	ÚTILES Y HERRAMIENTAS	339,21	16,96
		0,030	%	COSTOS INDIRECTOS	493,04	14,790
<b>TOTAL POR ud .....</b>						<b>507,83</b>

Son QUINIENTOS SIETE EUROS CON OCHENTA Y TRES CÉNTIMOS por ud.

11	15020	UD.	<b>MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO WINAICO SOLAR WST - M6 - 330 W - 60 CÉLULAS MONOCRISTALINAS PERC O SIMILAR DE CÉLULAS DE SILICIO MONOCRISTALINO, POTENCIA MÁXIMA (WP) 330 W, TENSIÓN A MÁXIMA POTENCIA (VMP) 34.27 V, INTENSIDAD A MÁXIMA POTENCIA (IMP) 13.75 A, TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO (VOC) 40.85 V, INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO (ISC) 10.48 A, INCLUSO ESTRUCTURA DE SOPORTE DE PANEL DE ALUMINIO-MAGNESIO FIJADO A CIMENTACION DE HORMIGÓN EXCAVADA EN EL TERRENO, EJECUCION DE LA CIMENTACIÓN CON HM-20, CONECTADO EN SERIE Y/O EN PARALELO A LOS PANELES ANEJOS. TOTALMENTE EJECUTADO.</b>			
	MAT15...	1,000	UD.	PANEL SOLAR	99,00	99,00
	A1105	0,200	M3	HORMIGÓN TIPO HM-20,DE FCK=20 MPA	63,06	12,61
	Q1C1013	0,200	H.	GRUA AUTOPROPULSADA DE 10 T	70,00	14,00
	MO001	1,800	H.	OFICIAL DE 1º DE CONSTRUCCIÓN	12,38	22,28
	MO101	1,800	H	OFICIAL DE 1ª DE ELECTRICIDAD	12,68	22,82
	MO002	0,560	H.	PEON ESPECIALISTA DE CONSTRUCCIÓN	11,33	6,34
	MO102	0,600	H.	PEON ESPECIALISTA DE ELECTRICIDAD	12,38	7,43
	%UH	3,000	%	UTILES Y HERRAMIENTAS	184,48	5,53
		0,030	%	COSTOS INDIRECTOS	190,01	5,700
<b>TOTAL POR UD. ....</b>						<b>195,71</b>

Son CIENTO NOVENTA Y CINCO EUROS CON SETENTA Y UN CÉNTIMOS por UD..

N...	CODIGO	UD.	DESCRIPCION	TOTAL
------	--------	-----	-------------	-------

12 15030 UD. INVERSOR MONOFÁSICO PARA CONEXIÓN A RED, POTENCIA MÁXIMA DE ENTRADA 125.000 W, VOLTAJE DE ENTRADA MÁXIMO 1000 VCC, POTENCIA NOMINAL DE SALIDA 100.000 W, VOLTAJE DE MÁXIMA POTENCIA 850 VA, EFICIENCIA MÁXIMA 98,2%. TOTALMENTE COLOCADO E INSTALADO.

MAT15...	1,000	UD.	INVERSOR	9.075,02	9.075,02
MO001	0,950	H.	OFICIAL DE 1º DE CONSTRUCCIÓN	12,38	11,76
MO002	0,950	H.	PEON ESPECIALISTA DE CONSTRUCCIÓN	11,33	10,76
MO101	2,000	H.	OFICIAL DE 1ª DE ELECTRICIDAD	12,68	25,36
MO102	2,000	H.	PEON ESPECIALISTA DE ELECTRICIDAD	12,38	24,76
%UH	3,000	%	UTILES Y HERRAMIENTAS	9.147,66	274,43
	0,030	%	COSTOS INDIRECTOS	9.422,09	282,660

**TOTAL POR UD. ....: 9.704,75**

**Son NUEVE MIL SETECIENTOS CUATRO EUROS CON SETENTA Y CINCO CÉNTIMOS por UD..**

13 16010 ML LÍNEA SUBTERRÁNEA DE BAJA TENSIÓN REALIZADA CON CABLES CONDUCTORES DE 3X240+1X150MM2. AL. RV 0,6/1KV., FORMADA POR: CONDUCTOR DE ALUMINIO CON AISLAMIENTO DE POLIETILENO RETICULADO Y CUBIERTA DE PVC. LAS TIRANTILLAS UNEX PARA LA FORMACIÓN DEL MAZO DE CABLES Y LAS CINTAS AISLANTES DE COLORES PARA LA SEÑALIZACIÓN DE LAS FASES. INCLUIDA LA MANO DE OBRA, MAQUINARIA NECESARIA Y HERRAMIENTA ADECUADA PARA EFECTUAR EL TENDIDO DE LA LÍNEA DE CABLE, EN MAZO, DENTRO DE LA ZANJA.

MAT16...	1,050	ML	CONJUNTO DE CABLES UNIPOLARES PARA BAJ...	28,80	30,24
MO001	0,144	H.	OFICIAL DE 1º DE CONSTRUCCIÓN	12,38	1,78
MO002	0,144	H.	PEON ESPECIALISTA DE CONSTRUCCIÓN	11,33	1,63
M%UH	5,000	%	ÚTILES Y HERRAMIENTAS	3,41	0,17
	0,030	%	COSTOS INDIRECTOS	33,82	1,010

**TOTAL POR ml .....: 34,83**

**Son TREINTA Y CUATRO EUROS CON OCHENTA Y TRES CÉNTIMOS por ml.**

14 16020 ML CINTA AMARILLA "AVISO-CABLE", INCLUSO SUMINISTRO Y COLOCACIÓN.

MAT16...	1,000	ML	CINTA AMARILLA PVC NORMALIZADO	1,73	1,73
MO002	0,038	H.	PEON ESPECIALISTA DE CONSTRUCCIÓN	11,33	0,43
M%UH	5,000	%	ÚTILES Y HERRAMIENTAS	0,43	0,02
	0,030	%	COSTOS INDIRECTOS	2,18	0,070

**TOTAL POR ml .....: 2,25**

**Son DOS EUROS CON VEINTICINCO CÉNTIMOS por ml.**

N...	CODIGO	UD.	DESCRIPCION	TOTAL	
15	16040	ML	<b>TUBO RÍGIDO FLEXIBLE DE DOBLE PARED, CORRUGADOS EXTERIORMENTE Y CON UN INTERIOR LISO, DE DIÁMETRO 160 MM, PARA PROTECCIÓN LINEAS ELECTRICAS, TOTALMENTE ESTANCO, GRADO DE PROTECCIÓN AL CHOQUE «7» (TIPO ASAFLEX O SIMILAR), COLOCADO EN CANALIZACIONES SUBTERRÁNEAS, PREPARADO PARA ALOJAR CONDUCTORES ELÉCTRICOS, TOTALMENTE MONTADO Y COLOCADO SIN CABLEAR.</b>		
	MAT16...	0,500	ML TUBO CORRUGADO PVC 160 MM	2,21	1,11
	MO002	0,044	H. PEON ESPECIALISTA DE CONSTRUCCIÓN	11,33	0,50
	M%UH	5,000	% ÚTILES Y HERRAMIENTAS	0,50	0,03
		0,030	% COSTOS INDIRECTOS	1,64	0,050
<b>TOTAL POR ml .....</b>					<b>1,69</b>

Son UN EURO CON SESENTA Y NUEVE CÉNTIMOS por ml.

**ANEJO N° 3**  
*ESTUDIO ECONÓMICO*



## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. DATOS INICIALES Y CRITERIOS PARA EL CÁLCULO.....	3
3. CÁLCULOS UNITARIOS .....	5
4. OBTENCIÓN DE RESULTADOS .....	6
5. ESTUDIO ECONÓMICO .....	7



## 1. INTRODUCCIÓN

Este anejo trata la justificación de los cálculos que son necesarios para la obtención final del estudio económico expuesto en la memoria. El objeto de este anejo es el de completar toda la información que meramente se trata y de rellenar la que se obvia durante el apartado 5. DIMENSIONAMIENTO PREVIO de la memoria.

La obtención de los datos iniciales escapa al objetivo de tal Anejo, como pueden ser los datos de precios a aplicar o los datos anuales de consumos eléctricos. Por tanto, se darán estos datos como correctos. Su origen, por tanto, se hallará tanto en la redacción de la memoria como en el Anejo Nº 2 JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS.

## 2. DATOS INICIALES Y CRITERIOS PARA EL CÁLCULO

Los datos iniciales para la realización del estudio son:

- 0,7 €/W totales para el coste de la instalación.
- 67,6 €/MWh de precio de compra energética.
- 47,7 €/MWh de precio de venta energética.
- 330 W de potencia por panel fotovoltaico.

En este anejo sobre el estudio económico el valor del precio de la compra energética se tendrá en cuenta tanto para el gasto en el consumo de compra energética como en el ahorro que se obtiene con el autoconsumo, ya que este precio influirá en ambas ocasiones.

También se ha de tener en cuenta los valores de la demanda, los cuales son independientes del resultado a obtener.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Prom horario	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
hora UTC												
0:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
1:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
2:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
3:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
4:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
5:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
6:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
7:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
8:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
9:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
10:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
11:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
12:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
13:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
14:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
15:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
16:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
17:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
18:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
19:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
20:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
21:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
22:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
23:00	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
kWh/dia	13.913	14.391	15.197	12.483	14.115	15.369	16.268	15.153	14.330	15.306	14.091	13.170
MWh/mes	431,288	402,944	471,110	374,495	437,573	461,063	504,316	469,735	429,898	474,489	422,717	408,272



La discreción horaria–mensual de la demanda, la obtención de la cuál se puede comprobar en la redacción de la memoria, nos arroja a un resultado demanda anual total de 5,29 GWh.

Por su parte, la producción dependerá del número de paneles a instalar. Como la optimización del mismo supone el objeto de este anejo no se puede arrojar por el momento ningún valor anual final. Sin embargo, si se puede adjuntar una discreción horaria–mensual de la producción que produciría un panel solar y entender que cada uno de esos valores por el número de paneles a instalar daría lugar a la producción de la instalación en cada hora del año.

hora UTC	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	2	5	2	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	10	20	22	17	12	6	0	0	0
7:00	0	5	30	52	63	64	60	55	49	38	14	0
8:00	50	61	81	100	109	113	111	108	100	90	69	52
9:00	105	110	133	144	153	158	159	158	149	136	111	98
10:00	142	147	171	181	188	197	196	198	187	171	147	134
11:00	167	173	196	204	211	219	222	224	205	189	166	159
12:00	176	183	196	203	214	227	230	235	210	192	167	168
13:00	170	175	193	195	201	215	221	225	200	180	155	157
14:00	145	156	168	168	174	188	198	196	170	152	128	128
15:00	108	118	129	133	134	148	157	155	130	109	87	89
16:00	56	74	83	88	90	101	108	103	80	57	36	36
17:00	0	17	34	40	45	54	58	52	31	5	0	0
18:00	0	0	0	5	11	16	15	10	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wh/mod/dia	1.120	1.219	1.415	1.525	1.615	1.727	1.756	1.729	1.518	1.319	1.079	1.022
kWh/mod/mes	34,71	34,13	43,85	45,74	50,07	51,81	54,44	53,60	45,53	40,89	32,37	31,69

La producción de cada panel solar supone un total anual de 518,83 kWh o lo que es lo mismo el 0,01 % de la demanda anual total.

Una vez establecidos los datos iniciales se da paso a la obtención de los criterios y valores fundamentales sobre los que se elaborará el estudio económico. Estos son:

- Coste de Instalación: este valor se obtendrá con el precio total de instalación (0,7 €/W) multiplicado por el número de vatios totales a instalar. Esto último será el número de placas fotovoltaicas finales por la potencia en vatios que tiene cada placa fotovoltaica, en nuestro caso serán 330 W.
- Gasto Eléctrico: el gasto eléctrico se obtiene multiplicando la cantidad de energía que se vende a la compañía eléctrica por el precio de 67,7 €/MWh previamente mencionado.
- Volumen Anual Depurado: este dato, como bien se nombra en los datos previos obtenidos de la EDAR, es de 11,66 hm<sup>3</sup> anuales depurados.

Los dos primeros valores dependerán del número de paneles a instalar mientras que el volumen anual depurado es un valor fijo independiente.



### 3. CÁLCULOS UNITARIOS

A partir de los criterios previamente mencionados se obtienen tanto el Gasto Eléctrico Unitario como el Coste Unitario de Instalación.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Gasto Eléctrico Unitario} = \frac{\text{Gasto Eléctrico Anual}}{11,66 \times 10^6 m^3} \\ \text{Coste Unitario Instalación} = \frac{\text{Coste de Instalación}}{11,66 \times 10^6 m^3 \times 25 \text{ años}} \end{array} \right\}$$

Con la suma de ambos valores se obtiene el Coste Unitario Total, que hace referencia al coste anual de la instalación en función de los metros cúbicos a depurar, con unidades de Coste/Volumen.

<b>Gasto Eléctrico Unitario</b>	$\frac{67,7 \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \times \text{Compra de Energía (MWh)}}{11,66 \times 10^6 m^3}$
<b>Coste Unitario Instalación</b>	$\frac{330 (W) \times 0,7 \left( \frac{\text{€}}{W} \right) \times n^{\text{o}} \text{ Paneles}}{11,66 \times 10^6 m^3 \times 25 \text{ años}}$
<b>Coste Unitario Total</b>	<b>Gasto Eléctrico Unitario + Coste Unitario Instalación</b>

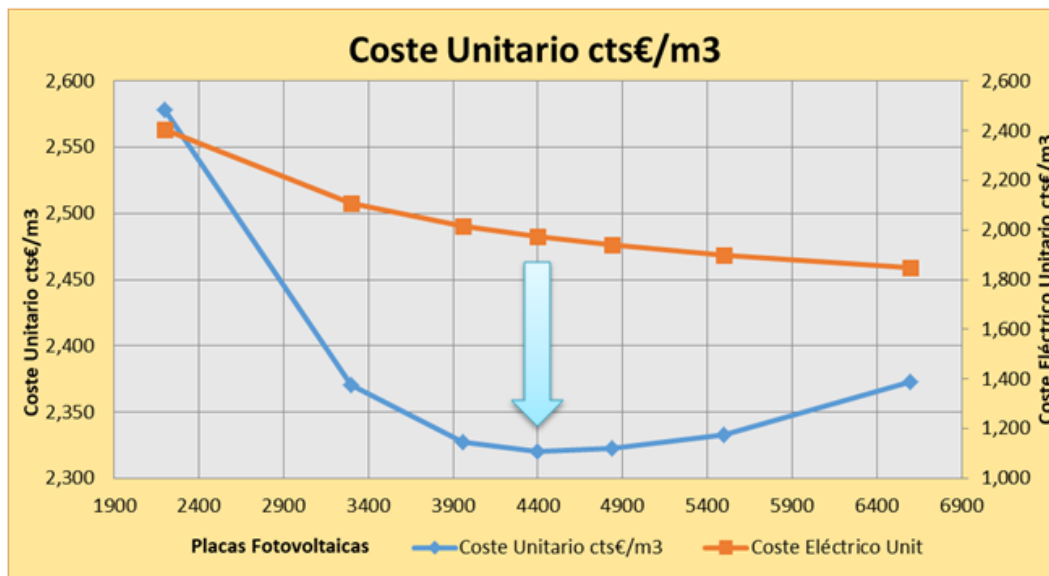
Para obtener una referencia sobre la que basar los resultados y comprobar si son eficientes o no, se calcula el coste total que se puede encontrar actualmente sin la instalación de ningún panel fotovoltaico. El resultado del coste unitario total será igual al gasto eléctrico unitario, ya que sin instalación su coste unitario es cero. La compra de energía será igual a la demanda (5,29 GWh), ya que no hay producción alguna. Su gasto Coste Unitario Total será de 0,0307 €/m<sup>3</sup> o de 3,07 cts€/m<sup>3</sup>.

Se calculan distintas hipótesis de paneles a instalar, cuantas más mejor, y se elabora la gráfica que muestra la curva de la variación del coste unitario total en función del número de paneles a instalar.





#### 4. OBTENCIÓN DE RESULTADOS



La opción más óptima resulta ser la de 4400 paneles fotovoltaicos. Aplicando este dato a los criterios que habían quedado en función de él se obtienen los siguientes resultados.

- Gasto eléctrico unitario: 1,97 cts€/m<sup>3</sup>.
- Coste unitario instalación: 0,35 cts€/m<sup>3</sup>.
- Coste unitario total: 2,32 cts€/m<sup>3</sup>.

Cabe matizar en este punto que los resultados obtenidos para todos los valores insertados ya aportaban un beneficio anual respecto del de Coste unitario total sin instalación alguna de 3,07 cts€/m<sup>3</sup>.

Los valores de consumos anuales también se obtienen a razón del número de paneles de 4400 ya obtenido.

	GWh
Demanda	<b>5,29</b>
Producción	<b>2,28</b>
Venta Energía	<b>0,40</b>
Autoconsumo	<b>1,89</b>
Compra Energía	<b>3,40</b>



## 5. ESTUDIO ECONÓMICO

Para una inversión inicial resultante de 1.016.400 € (este valor es el coste de instalación), se obtiene la evolución de beneficio anual. Este beneficio es resultado de la influencia tanto del coste operacional como de las ganancias.

El coste operacional lo diseñamos para un gasto del 2 % de la inversión inicial. Esto supone un gasto anual de 20.328 €.

Las ganancias resultantes serán tanto la venta de energía por su precio correspondiente como el valor del autoconsumo, ya que es energía que se deja de comprar, por su precio correspondiente, que es el mismo que el de compra de energía. La venta de energía con un valor anual 0,4 GWh a un precio de venta de 47.700 €/GWh más el autoconsumo con un valor anual de 1,89 GWh a un precio de compra ahorrado de 67.600 €/GWh hacen unas ganancias anuales de 146.485 €.

Para obtener el beneficio anual habrá que restarle los costes anuales a las ganancias anuales. El resultado es de 126.157 € de beneficio anual. Este beneficio se va añadiendo anualmente al gasto inicial de la instalación. Una vez transcurridos los 25 años de vida útil de la instalación se obtiene un resultado positivo de 2.137.528 €.

El resultado de las operaciones descritas se puede ver en la siguiente tabla.



Año	Instalación	C.Operacional	Ganancias	Acumulado
0	-1.016.400			-1.016.400
1		-20.328	146.485	-890.243
2		-20.328	146.485	-764.086
3		-20.328	146.485	-637.929
4		-20.328	146.485	-511.771
5		-20.328	146.485	-385.614
6		-20.328	146.485	-259.457
7		-20.328	146.485	-133.300
8		-20.328	146.485	-7.143
9		-20.328	146.485	119.014
10		-20.328	146.485	245.171
11		-20.328	146.485	371.328
12		-20.328	146.485	497.486
13		-20.328	146.485	623.643
14		-20.328	146.485	749.800
15		-20.328	146.485	875.957
16		-20.328	146.485	1.002.114
17		-20.328	146.485	1.128.271
18		-20.328	146.485	1.254.428
19		-20.328	146.485	1.380.586
20		-20.328	146.485	1.506.743
21		-20.328	146.485	1.632.900
22		-20.328	146.485	1.759.057
23		-20.328	146.485	1.885.214
24		-20.328	146.485	2.011.371
25		-20.328	146.485	<b>2.137.528</b>

Una vez obtenido el beneficio que aportará la instalación a vista de los 25 años de vida útil se han de actualizar los precios al año en función al que se refieren. Para ello sirve la Tasa de Descuento, la cual se define como medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro.

Así si tenemos un Valor Actual (VA), un Valor Futuro (VF) y una Tasa de Descuento (TD) la relación entre ambos sería:

$$VF = \frac{VA}{1 - TD}$$

Pero como esta tasa se habrá de aplicar n veces en función del número de años que han pasado, ya que los precios se actualizan anualmente y no tendrá el mismo valor futuro un producto con valor actual idéntico si ha pasado un año que si han pasado diez, el valor futuro para un número de años transcurridos n será:

$$VF = \frac{VA}{(1 - TD)^n}$$



Año	Instalación	C.Operacional	Ganancias	Acumulado
0	-1.016.400			-1.016.400
1		-19.546	140.851	-895.095
2		-18.794	135.434	-778.456
3		-18.072	130.225	-666.302
4		-17.376	125.216	-558.463
5		-16.708	120.400	-454.771
6		-16.066	115.769	-355.067
7		-15.448	111.317	-259.198
8		-14.853	107.035	-167.016
9		-14.282	102.919	-78.380
10		-13.733	98.960	6.847
11		-13.205	95.154	88.797
12		-12.697	91.494	167.594
13		-12.208	87.975	243.361
14		-11.739	84.592	316.213
15		-11.287	81.338	386.264
16		-10.853	78.210	453.620
17		-10.436	75.202	518.386
18		-10.034	72.309	580.661
19		-9.649	69.528	640.540
20		-9.277	66.854	698.117
21		-8.921	64.283	753.479
22		-8.578	61.810	806.711
23		-8.248	59.433	857.897
24		-7.930	57.147	907.113
25		-7.625	54.949	954.437

Dicho factor de corrección se aplicará a los valores tanto de coste operacional como de ganancias anuales. El resultado del beneficio anual, pues, no será como en la primera tabla del estudio económico e irá variando en función del paso del tiempo.

Independientemente de ello, se puede observar que los beneficios anuales de la instalación consiguen compensar el gasto inicial y se obtiene un resultado positivo a partir del décimo año.

Los beneficios de la instalación tras su vida útil son de 954.437 €.

# **ANEJO N° 4**

*OPTIMIZACIÓN DE INVERSORES*



## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. DATOS PREVIOS NECESARIOS .....	3
3. DATOS DEL ENTORNO .....	4
4. OBTENCIÓN DE RESULTADOS .....	4
5. ELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN .....	6



## 1. INTRODUCCIÓN

El objeto del actual anejo es el de encontrar la relación paneles/inversor, con el fin de optimizar el mayor número de paneles a conectar al inversor para así colocar los mínimos posibles pero siempre respetando los márgenes que se establecen para ello.

Se parte de la base obtenida en el anejo N° 3 ESTUDIO ECONÓMICO, en la cual se obtiene la mejor solución económica para colocación de paneles. A partir de ahí se obtendrá una solución adecuada respecto al número de paneles, tanto en serie como en paralelo, a conectar a los inversores. Con este resultado obtendremos el número de inversores a instalar.

## 2. DATOS PREVIOS NECESARIOS

Los datos que se precisan en este momento vienen justificados en el anejo N° 1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

Del panel fotovoltaico son necesarios los siguientes valores:

- Voltaje máximo ( $V_{MP}$ ): 34,27 V
- Tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ): 40,85 V
- Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ): 10,48 A
- $\mu_V$ : -0,29 %/°C
- $\mu_A$ : 0,04 %/°C

Por parte del inversor son necesarios los siguientes valores:

- Voltaje máximo de máxima potencia: 850 V
- Voltaje mínimo de máxima potencia: 480 V
- Máxima intensidad de entrada ( $I_{IN}$ ): 216 A
- Voltaje de entrada ( $U_{IN}$ ): 1000 V
- Máxima potencia de entrada DC: 125 kW

Con la recabación de todos estos datos cubrimos la información necesaria por parte de los elementos para el cálculo posterior.



### 3. DATOS DEL ENTORNO

En este punto es necesario obtener distintos valores del medio en concreto donde se va a ubicar la instalación.

Por una parte se necesitan los valores de temperaturas ambientales máximas y mínimas de la ciudad de Alicante.

Los datos a adjuntar se encuentran en la página web climate-data.org. Los valores obtenidos son los de temperatura mínima 6 °C y temperatura máxima 31,6 °C.

Por otra parte se ha de obtener el valor máximo de irradiancia para cielo claro. Este valor se obtiene mediante el método de obtención de irradiancia que se describe en el apartado 5.1. *Irradiancia Solar* de la memoria.

El valor a adjuntar corresponde a la hora 11:00 UTC del mes de agosto. Se obtiene un máximo de 992,11 W/m<sup>2</sup>. El valor S<sup>STC</sup> es un valor promedio de 1000 W/m<sup>2</sup>.

### 4. OBTENCIÓN DE RESULTADOS

Con toda la información recabada se pueden aplicar ya los criterios necesarios para obtener los máximos, y mínimos en algún caso, de paneles a instalar.

La información y la formulación a calcular se obtienen de los apuntes y las diapositivas de la asignatura de Aprovechamientos Hidráulicos y Energéticos de 4º de Grado en Ingeniería Civil de la Universitat Politècnica de València (Valencia).

$$T_{\text{module}} = T_{\text{amb}} + \underbrace{\frac{NOCT - 20}{800} \cdot S}_{T_{\text{adder}} \approx 35^\circ - 25^\circ} \quad T^{STC} = 25^\circ C$$

Para los valores de temperatura máximos y mínimos del módulo se obtendrán mediante los valores adjuntados en el apartado anterior añadiéndoseles un valor variable entre 25 y 35 °C. Así pues, la temperatura máxima del módulo será la temperatura máxima ambiental más un una temperatura aumentada de 35 °C ya que obtenemos una condición más desfavorable para marchar por el lado de la seguridad. El resultado es de 66,6 °C. Para el caso del mínimo en el módulo se hará lo propio añadiendo sólo 25 °C, para obtener el mínimo posible. El resultado es de 31 °C.





a. Módulos en serie: N<sub>s</sub>

Para obtener el número de módulos en serie posibles a conectar se tienen unos límites máximos y mínimos que se han de obtener.

Para el valor máximo admisible de módulos a conectar se conocen dos criterios diferentes:

$$V_{outDC}(T_{min}) = N_s \cdot (V_{oc}^{STC} + (T_{min} - T^{STC}) \cdot \mu_v)$$

max N<sub>s</sub> => V<sub>outDC</sub> < V max DC

$$V_{outDC}(T_{min}) = N_s \cdot (V_{mpp}^{STC} + (T_{min} - T^{STC}) \cdot \mu_v)$$

max N<sub>s</sub> => V<sub>outDC</sub> < V<sub>mppDC</sub>

Para el primer criterio se obtiene:

$$V_{outDC}(T_{min}) = N_s \times (40,85 + (31 - 25) \times (-0,29)) < 1000$$

$$N_s < 25,57$$

Para el segundo criterio se obtiene:

$$V_{outDC}(T_{min}) = N_s \times (34,27 + (31 - 25) \times (-0,29)) < 850$$

$$N_s < 26,13$$

El criterio más restrictivo es el primero. Por lo tanto, el número máximo de módulos en serie conectados son 25, este valor inclusive.

Para el valor mínimo admisible de módulos a conectar el criterio es el siguiente:

$$V_{outDC}(T_{max}) = N_s \cdot (95\% \cdot (V_{mpp}^{STC} + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_v))$$

min N<sub>s</sub> => V<sub>outDC</sub> > V min DC(mpp)

$$V_{outDC}(T_{max}) = N_s \times (95\% \times (34,27 + (66,6 - 25) \times (-0,29))) > 480$$

$$N_p > 22,75$$

Así pues, los valores de paneles en serie a conectar estarán comprendidos entre 23 y 25, ambos inclusive.

b. Módulos en paralelo:  $N_p$ 

Para obtener el número de módulos en paralelo posible a conectar se tiene tan solo uno límite máximo. El criterio es el siguiente:

$$I_{outDC} = N_p \cdot \left( I_{SC}^{max} + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_A \right) \quad I_{SC}^{max} = \frac{S^{max}}{S^{STC}} I_{SC}^{STC}$$

$$\max N_p \Rightarrow I_{outDC} < I_{maxDC}$$

$$I_{sc\ max} = \frac{992,11}{1000} \times 10,48 = 10,397$$

$$I_{outDC} = N_p \times (10,4 + (66,6 - 25) \times 0,04) < 216$$

$$N_p < 17,9$$

c. Módulos totales por inversor

$$(N_p \cdot N_s) \cdot P_{max\ module} \leq P_{max\ inverter}$$

Siendo el valor de la potencia del módulo de 330 W y la potencia máxima del inversor de 125.000 W, el valor máximo de módulos totales por inversor serán de 378, valor inclusive.

## 5. ELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN

Previo a la justificación de posibles soluciones, se ha de matizar que el resultado de módulos por inversor se calcula para un mismo valor de módulos para cada inversor. Aunque esto no es criterio necesario es mejor para la instalación, ya que en caso contrario el desgaste de los inversores sería desigual y posibilitaría el fallo en distintos valores de vida útil para cada inversor. Además, al realizarlo de esta manera el dimensionamiento posterior en el anejo N° 6 CÁLCULOS CABLEADO LÍNEAS ELÉCTRICAS del cableado será más fácil para obtener un mismo cableado común en todas las líneas.

Por tanto, los dos criterios necesarios a cumplimentar son que el número máximo de módulos sea de 378 y que el valor de módulos por inversor sea igual para todos y cada uno de los inversores.

Se adjunta la tabla de resultados con la aplicación de criterios.



Ns	Np	Total	Cumple	Inversores	Inv Similar	CRITERIOS
23	17	391	NO	11,25	NO	NO
23	16	368	SI	11,96	NO	NO
23	15	345	SI	12,75	NO	NO
23	14	322	SI	13,66	NO	NO
23	13	299	SI	14,72	NO	NO
23	12	276	SI	15,94	NO	NO
23	11	253	SI	17,39	NO	NO
23	10	230	SI	19,13	NO	NO
23	9	207	SI	21,26	NO	NO
24	17	408	NO	10,78	NO	NO
24	16	384	NO	11,46	NO	NO
24	15	360	SI	12,22	NO	NO
24	14	336	SI	13,10	NO	NO
24	13	312	SI	14,10	NO	NO
24	12	288	SI	15,28	NO	NO
24	11	264	SI	16,67	NO	NO
24	10	240	SI	18,33	NO	NO
24	9	216	SI	20,37	NO	NO
25	17	425	NO	10,35	NO	NO
25	16	400	NO	11	SI	NO
25	15	375	SI	11,73	NO	NO
25	14	350	SI	12,57	NO	NO
25	13	325	SI	13,54	NO	NO
25	12	300	SI	14,67	NO	NO
25	11	275	SI	16	SI	SI
25	10	250	SI	17,60	NO	NO
25	9	225	SI	19,56	NO	NO

Se obtienen valores de paneles en serie entre 23 y 25 como mandan los criterios obtenidos previamente. Las opciones de paneles en paralelo van desde los 17 máximos posibles hasta un valor de 9 con el que se obtiene un abanico bastante amplio.

El primer criterio de un total de paneles menor o igual a 378 lo cumplen la mayoría de las opciones.

Para un total de 4400 paneles se obtiene el número de inversores que se necesitarían en cada caso en función de los paneles a conectar a cada inversor. El segundo criterio sólo lo cumplen dos opciones.

Las dos opciones son cumplidas solo por un número de paneles en serie de 25 y un número de paneles en paralelo de 11, con lo que se obtiene un número de módulos totales por inversor de 275 y un total de 16 inversores.

Se podrían probar otras opciones de módulos en paralelo menores, pero el resultado de inversores sería cada vez mayor y nunca se obtendría un valor menor a 16 inversores, por lo que no sería una opción más rentable a la elección adoptada como solución.

**ANEJO Nº 5**  
*GEOMETRÍA DISTRIBUCIÓN*  
*DE PANELES*



## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. DIMENSIÓN Y ORIENTACIÓN PANEL .....	3
3. COLOCACIÓN Y SUPERFICIE PANEL .....	4
4. SEPARACIÓN ENTRE PANELES .....	5
5. CROQUIS DE DISTRIBUCIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	6



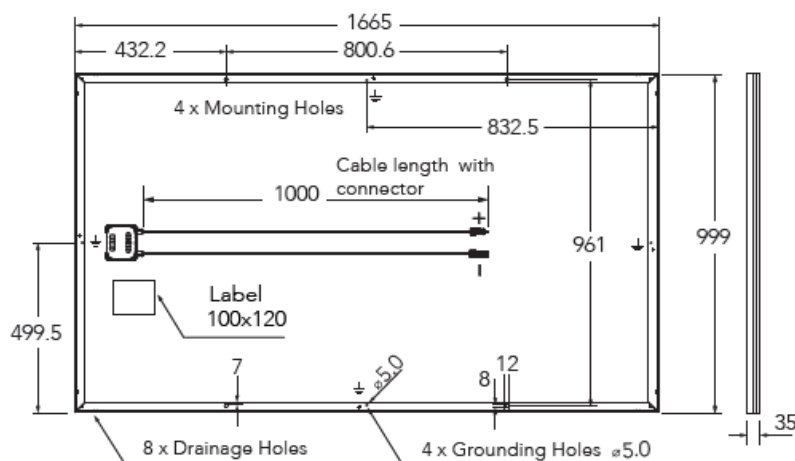
## 1. INTRODUCCIÓN

El objeto de este anejo es el del cálculo de la distribución de los paneles fotovoltaicos. Es preciso conocer las dimensiones necesarias tanto de los paneles como de la separación entre ellos para evitar influencias de unos en otros y así garantizar la recepción máxima posible de irradiancia.

Con los datos justificados del Anejo Nº 1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN, se dimensiona el panel fotovoltaico tipo y se obtienen las dimensiones de estos.

Por último, se obtienen los valores mínimos de separación entre paneles de diferentes filas.

## 2. DIMENSIÓN Y ORIENTACIÓN PANEL



Estos son las dimensiones justificadas en el Anejo Nº1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN. El panel de aproximadamente  $1,66 \text{ m}^2$  de superficie tiene unas dimensiones de  $1665 \times 999 \text{ mm}$ .

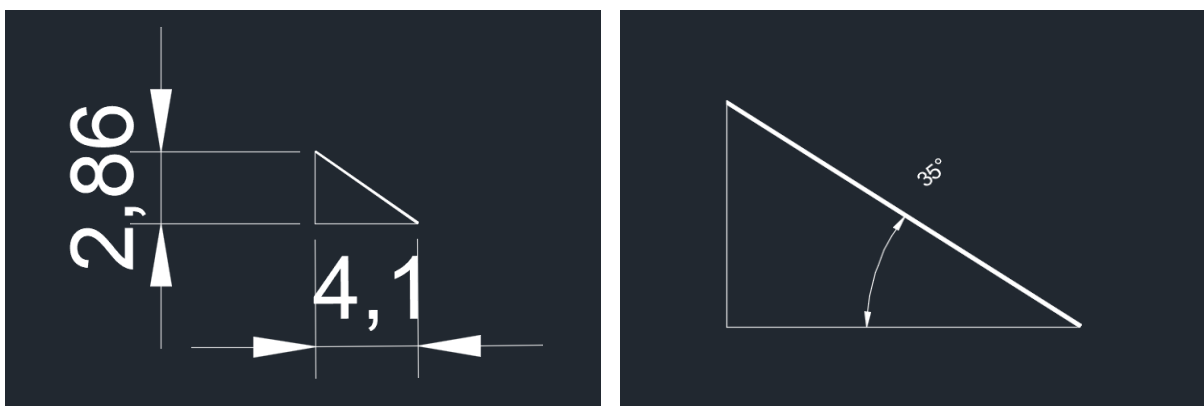
Los paneles irán colocados de manera vertical, dejando la longitud de  $999 \text{ mm}$  en su orientación horizontal. Por tanto un panel colocado, en verdadera magnitud, tendrá  $999 \text{ mm}$  de ancho por  $1665 \text{ mm}$  de alto.

Cabe recordar que estos paneles tendrán una inclinación de  $35^\circ$ . Este dato será importante a la hora de calcular los valores geométricos tanto en planta como en altura que supondrá la colocación de los mismos.

### 3. COLOCACIÓN Y SUPERFICIE PANEL

Para la optimización de terreno de ejecución donde ubicar la instalación se coloca hasta un total de tres paneles superpuestos uno sobre otro. Esto nos deja una altura de panel de 4995 mm, 1665 tres veces, siendo su orientación horizontal de 999 mm también en este caso.

Aplicando la inclinación de  $35^\circ$  de instalación de paneles obtenemos un valor en horizontal de aproximadamente 4,1 m y un valor en vertical de 2,865 m.



Se muestra la vista de perfil de tres paneles fotovoltaicos superpuestos.

### 4. SEPARACIÓN ENTRE PANELES

Como se ha comentado previamente se ha de dejar una separación mínima entre paneles. Como se prevén tres paneles superpuestos y la altura de ellos será mayor, la longitud de separación también. Se aprovechará esta condición para así crear caminos entre paneles con anchuras suficientes para la circulación de vehículo. Esto será óptimo para una cierta rapidez de llegada a cualquier punto por parte de operarios en caso de avería o necesidad de reparación de cualquier elemento de la instalación.

Mediante la información obtenida en la asignatura de Aprovechamientos Hidráulicos y Energéticos de 4º de Grado en Ingeniería Civil de la Universitat Politècnica de València (Valencia), se obtienen las fórmulas necesarias para la separación mínima entre paneles.

Los datos influyentes, como se ve a continuación, además de los ya obtenidos son la latitud del terreno y saber si los paneles se instalan en llano o en pendiente. En nuestro caso la latitud de la zona de la EDAR es de  $38,383^\circ$  y la ejecución se efectúa en un terreno llano.



### Arrangement of photovoltaic modules



Calculation of the separation d: Limit the production of shadows.  
Worst situation (winter solstice), Minimum 4 hours of sun at mid-day, solar elevation "γs" Valencia 25° (decline 23,45°). Latitude 39,5°

Solar height at the winter solstice = 90° - decline (δ) - latitude (φ)

$$\gamma_s = 90^\circ - 23,45^\circ - |\phi| \simeq 67^\circ - |\phi|$$

h: height module

d: distance from the shadow

$$\tan \gamma_s = \frac{\text{sen } \gamma_s}{\text{cos } \gamma_s} = \frac{h}{d}$$

$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s}$$

Habitual separations 1-2 m

h d

0.5 - 0.96

1.0 - 1.92



for horizontal roof:

$$d = h / \tan(67^\circ - \text{latitude})$$

for inclined roof:

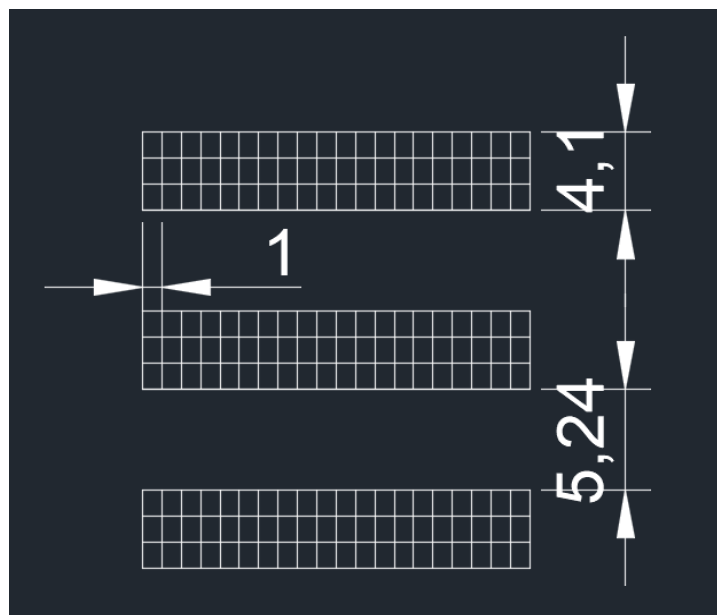
$$d = h / \tan(67^\circ - (\text{latitude} - \text{inclined roof}))$$

16

Mediante la diapositiva de la asignatura se entiende todo el proceso de obtención del valor d que representa la separación entre filas de paneles fotovoltaicos.

El valor h en nuestro caso es de 2,86 m y la latitud de 38,383°. Por tanto, el valor d de separación para el caso a estudiar es de 5,24 m.

## 5. CROQUIS DE DISTRIBUCIÓN DE LA INSTALACIÓN







El croquis muestra la distribución en planta de tres filas de placas fotovoltaicas. Como se puede ver se colocan tres placas en superposición con una longitud en planta de 4,1 m. La anchura de placas se redondea en 1 m y la separación final entre filas será de 5,24 m.

**ANEJO Nº 6**  
*CÁLCULOS CABLEADO*  
*LÍNEAS ELÉCTRICAS*



## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. UBICACIÓN INVERSORES .....	3
3. MEDICIONES PREVIAS .....	4
4. NORMATIVA .....	5
5. CRITERIO PRIMERO: INTENSIDAD .....	5
6. CRITERIO SEGUNDO: CAÍDA DE TENSIÓN .....	9



## 1. INTRODUCCIÓN

El cálculo del cableado de las líneas eléctricas, o cálculo del dimensionamiento para el cableado de las líneas eléctricas, tiene como objeto la optimización de los mismos. Se trata de seleccionar un tipo de cableado de los que ofrece el mercado adaptándonos a las exigencias que nos pide el caso a ejecutar en cuestión.

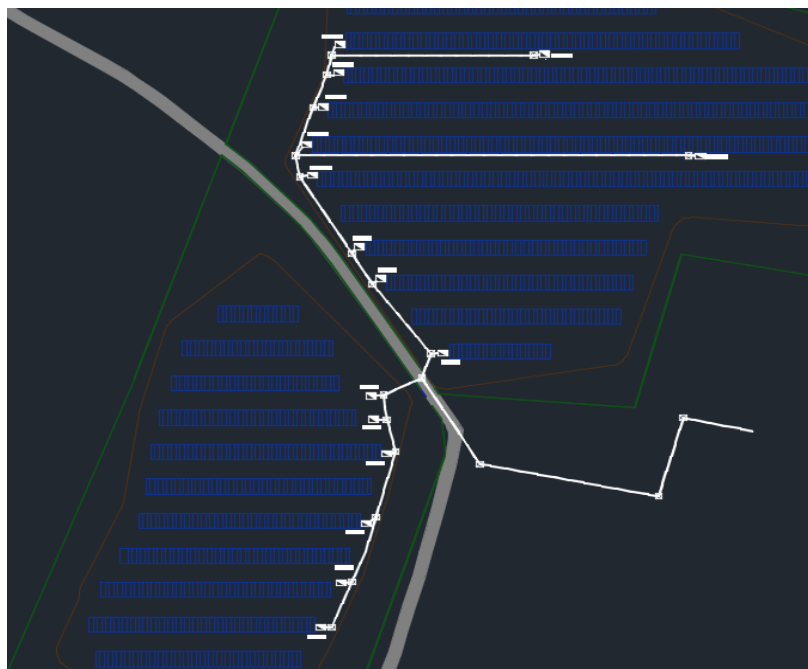
Principalmente se dan por hechos las ubicaciones de los inversores y sus longitudes hasta el centro de transformación. Se recalca que aunque las líneas que marcan la ruta de la zanja hasta el centro de transformación se van solapando en los diferentes inversores, los cableados transcurren en tubos distintos, aunque sí en la misma zanja.

En este anejo se obvian las dimensiones y ejecuciones de las distintas zanjas y el número de líneas a transportar en cada una de ellas, el objeto de ese cálculo es excluyente a este anejo.

Durante todo el dimensionamiento se va a seguir legislativamente, aunque se mariza en los distintos puntos donde es necesario, el Reglamento Electrotécnico para baja tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51, para el dimensionamiento del cableado eléctrico.

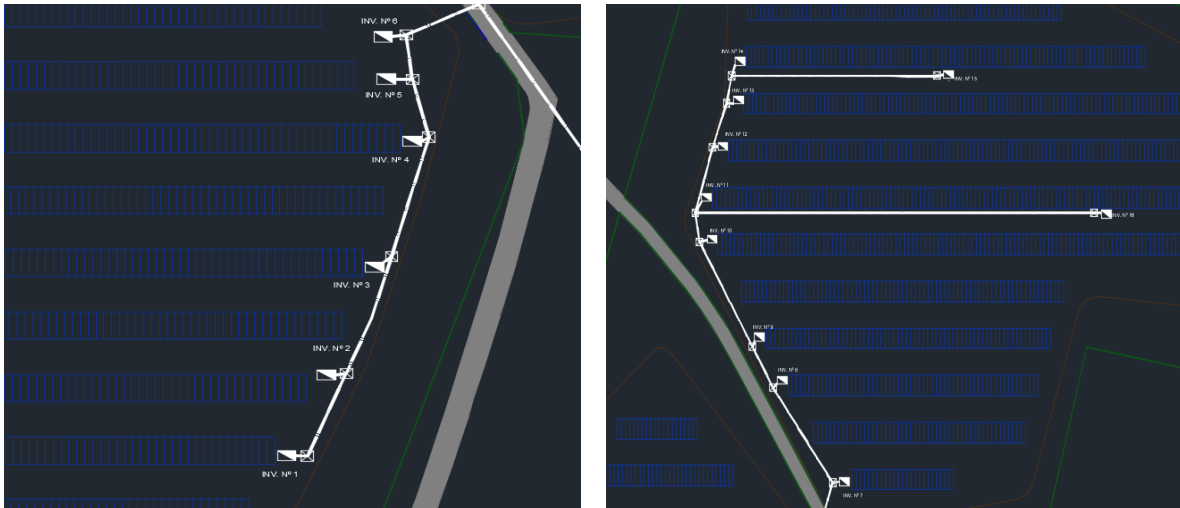
## 2. UBICACIÓN INVERSORES

Los inversores totales, tal y como se refleja en el anejo Nº 4 OPTIMIZACIÓN DE INVERSORES, son dieciséis. Estos van repartidos en dos zonas, la zona sur que contendrá los seis primeros, y la zona norte que contendrá los diez restantes.





Tal y como se aprecia en el extracto del plano, el detalle de línea supone los recorridos a seguir por las líneas eléctricas. Se observa, además, una visión general de los inversores en planta y su ubicación respecto de la EDAR. Por último, el detalle que se ubica colindante a los inversores son sus arquetas correspondientes. A continuación se adjunta una visión más óptima de la distribución de inversores, tanto en zona sur como en zona norte.



### 3. MEDICIONES PREVIAS

Una vez están claras las ubicaciones de los diferentes inversores se han de obtener las longitudes de estos hasta el centro de transformación, ya que serán las longitudes que seguirán las líneas que transporten la energía desde ellos hasta su destino.

Nº Inversor	Longitud m
1	188,14
2	174,76
3	156,58
4	137,66
5	129,91
6	122,76
7	118,08
8	141,12
9	150,64
10	175,73
11	182,32
12	194,44
13	204,22
14	195,37
15	256,53
16	275,32



## 4. NORMATIVA

Previo al inicio de los cálculos se obtiene el proyecto tipo de Línea Subterránea de Baja Tensión MT 2.51.01 Edición 7ª con fecha de realización de septiembre de 2013. Mediante el siguiente proyecto tipo se puede realizar una mejor comprensión de los tipos de cableado a elegir así como comparar los resultados de secciones. En todos los cálculos o elecciones que se justifiquen en el actual anejo mediante el siguiente proyecto tipo se matizará referenciándolo.

La normativa de donde se obtienen las tablas y criterios es el Reglamento Electrotécnico para baja tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51, para el dimensionamiento del cableado eléctrico. En concreto, el apartado ITC – BT – 07 Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión, páginas 109 a 132, ambas inclusive.

## 5. CRITERIO PRIMERO: INTENSIDAD

El valor de la intensidad circulante por los cableados se obtiene con la fórmula de la potencia trifásica. Esta fórmula relaciona la potencia con los valores de intensidad, caída de tensión y el coeficiente de potencia.

$$P (W) = \sqrt{3} \times U (V) \times I (A) \times \cos\varphi$$

Se suponen unos valores característicos coeficiente de potencia de 0,9 y un valor característico de caída de potencia de 400 voltios, según se encuentra en el proyecto tipo de Línea Subterránea de Baja Tensión MT 2.51.01. Como el valor de potencia es idéntico para todos los inversores, ya que todos van a transformar la energía del mismo número de paneles, el valor de la intensidad de todos los cables va a ser idéntico también.

Dado que cada inversor recibe la potencia de 275 paneles de 330 W cada uno, hace un total de potencia del inversor de 90.750 W.



$$I (A) = \frac{P (W)}{\sqrt{3} \times U (V) \times \cos\varphi} = \frac{90.750 W}{\sqrt{3} \times 400 V \times 0,9} = 145,54 A$$

El resultado es de una intensidad de 145,54 A.

Ahora se ha de encontrar una sección de cableado de la normativa que sea capaz de soportar esta intensidad. Esta información se encuentra en el apartado ITC – BT -07 Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión del Reglamento Electrotécnico para baja tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51, para el dimensionamiento del cableado eléctrico. En la *Tabla 4. Intensidad máxima admisible, en*



amperios, para cables con conductores de aluminio en instalación enterrada (servicio permanente), se encuentran la intensidad máxima que admite cada tipo de cable. Se elige esta tabla sobre la tabla 5 que hace lo propio para cables de cobre en función de la elección del proyecto tipo de Línea Subterránea de Baja Tensión MT 2.51.01.

SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) y (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
						
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	—	—	—
630	690	680	600	—	—	—

Tipo de aislamiento

XLPE: Polietileno reticulado. Temperatura máxima en el conductor 90°C (servicio permanente).

EPR: Etileno propileno. Temperatura máxima en el conductor 90°C (servicio permanente).

PVC: Policloruro de vinilo. Temperatura máxima en el conductor 70°C (servicio permanente).

Estos valores se encuentran sin aminorar mediante factores de corrección de diversos criterios. Por tanto se han de aplicar los siguientes criterios.

- Cables enterrados en terrenos cuya temperatura sea distinta de 25°C.

Tabla 6. Factor de corrección  $F$ , para temperatura del terreno distinto de 25 °C

Temperatura de servicio $\theta_s$ (°C)	Temperatura del terreno $\theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67



- Cables enterrados, directamente o en conducciones, en terrenos de resistividad térmica distinta de 1 K m/W.

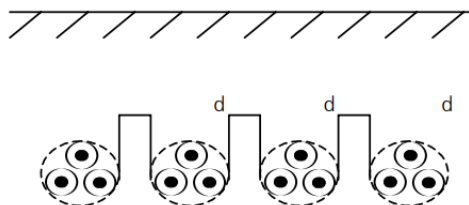
Tabla 7. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1 K.m/W.

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0,80	0,85	0,90	1	1,10	1,20	1,40	1,65	2,00	2,50	2,80
Unipolar	1,09	1,06	1,04	1	0,96	0,93	0,87	0,81	0,75	0,68	0,66
Tripolar	1,07	1,05	1,03	1	0,97	0,94	0,89	0,81	0,78	0,71	0,69

- Cables tripolares o tetrapolares o ternas de cables unipolares agrupados bajo tierra.

Tabla 8. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares

Separación entre los cables o ternas	Factor de corrección							
	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D = 0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d = 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50
d = 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d = 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d = 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d = 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62



- Cables enterrados en zanja a diferentes profundidades.

Tabla 9. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95





- Factor de corrección.

El último criterio es el factor de corrección que se nombra en el punto 3.1.3. *Cables enterrados en zanja en el interior de tubos o similares.*

Se cita: “En el caso de una línea con cable tripolar o con una terna de cables unipolares en el interior de un mismo tubo, se aplicará un factor de corrección de 0,8. Si se trata de una línea con cuatro cables unipolares situados en sendos tubos, podrá aplicarse un factor de corrección de 0,9.”

Los primeros valores a seleccionar se pueden obtener del modelo tipo que describe en el proyecto tipo de Línea Subterránea de Baja Tensión MT 2.51.01, donde se da una temperatura del terreno de 25º y una resistividad térmica del terreno de 1,5 K m/W. Dado que en la tabla se encuentran los valores de 1,4 y 1,65, se selecciona este segundo por ser más desfavorable y trabajar del lado de la seguridad.

Para el tercer valor nos encontramos en la opción de d = 0,25 m y, dado que en su máximo se obtienen zanjas con hasta dieciséis líneas de cableado eléctrico, la opción de 12 cables.

La profundidad del cableado será de 1,2 metros.

Por último, dado que las líneas a instalar son del tipo cable tripolar el factor de corrección será 0,8.

$$Intensidad_{mínima\ necesaria} = \frac{145,54 A}{1 \times 0,81 \times 0,62 \times 0,95 \times 0,8} = 381,32 A$$

Si dividimos estos factores de corrección a la intensidad resultante calculada previamente se obtiene la intensidad mínima necesaria que deberá soportar la sección de cableado de aluminio a elegir.

SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) y (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	—	—	—
630	690	680	600	—	—	—

Tipo de aislamiento  
XLPE: Polietileno reticulado. Temperatura máxima en el conductor 90°C (servicio permanente).  
EPR: Etileno propileno. Temperatura máxima en el conductor 90°C (servicio permanente).  
PVC: Policloruro de vinilo. Temperatura máxima en el conductor 70°C (servicio permanente).



La sección mínima será la de 240 mm<sup>2</sup> de Polietileno reticulado (XLPE). Esta elección por sobre las otras dos se debe a la elección tipo que se encuentra en el apartado 7.1. Cables del proyecto tipo de Línea Subterránea de Baja Tensión MT 2.51.01.

## 6. CRITERIO SEGUNDO: CAÍDA DE TENSIÓN

Una vez elegido el tamaño de la sección del cable de 240 mm<sup>2</sup> de aluminio para el criterio de intensidad se ha de comprobar que esta tipología de sección cumple el requisito de caída de tensión.

Según el proyecto tipo de Línea Subterránea de Baja Tensión MT 2.51.01, en su apartado 8.1. *Determinación de la sección* se expone que “la elección de la sección del cable a adoptar está supeditada a la capacidad máxima del cable y a la caída de tensión admisible, que no deberá exceder del 5 %.” Por lo tanto, se ejecutarán los cálculos y se comprobará que la caída de tensión para una longitud total de cada una de las líneas eléctricas no supera ese umbral del 5 %.

La obtención de la caída de tensión se obtiene mediante la fórmula siguiente.

$$\Delta U\% = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \operatorname{tg}\varphi)$$

Siendo:

- W: potencia en kW
- U: tensión compuesta en kV
- L: longitud de la línea en km
- R: resistencia del conductor en  $\Omega/\text{km}$
- X: reactancia a frecuencia 50 Hz en  $\Omega/\text{km}$

Los valores de W y U se mantienen de los obtenidos en el punto del anejo anterior: 90,75 kW y 0,4 kV. La longitud de línea variará en función de la que se estudia en ese momento. Los valores de R y X se obtienen de la *Tabla 1. Resistencia y Reactancia* del proyecto tipo de Línea Subterránea de Baja Tensión MT 2.51.01.



Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

Para una sección seleccionada de 240 mm<sup>2</sup> obtenemos un valor de R de 0,125 y un valor de X de 0,07. El valor de tg φ se obtiene mediante la igualdad cos φ = 0,9. Por tanto tg φ = tg (arccos 0,9) = 0,484.

Aplicando todos los valores previamente mencionados se obtiene la siguiente tabla donde el resultado es el porcentaje de caída de tensión.

Nº Inversor	Longitud m	Potencia W	Intensidad A	S Cableado m <sup>2</sup>	Caida Tensión %
1	188,14	90750	163,73	240	1,70
2	174,76	90750	163,73	240	1,58
3	156,58	90750	163,73	240	1,41
4	137,66	90750	163,73	240	1,24
5	129,91	90750	163,73	240	1,17
6	122,76	90750	163,73	240	1,11
7	118,08	90750	163,73	240	1,07
8	141,12	90750	163,73	240	1,28
9	150,64	90750	163,73	240	1,36
10	175,73	90750	163,73	240	1,59
11	182,32	90750	163,73	240	1,65
12	194,44	90750	163,73	240	1,76
13	204,22	90750	163,73	240	1,85
14	195,37	90750	163,73	240	1,77
15	256,53	90750	163,73	240	2,32
16	275,32	90750	163,73	240	2,49

Para todas las líneas con las longitudes que se mencionan en el apartado tres cumplen con creces el umbral de caída de tensión máxima del 5 %. Por tanto, la sección del cableado es correcta y, por tanto, solución definitiva.

Cada una de las dieciséis líneas estarán formadas por tres cables de aluminio de sección 240 mm<sup>2</sup> más un neutro de 150 mm<sup>2</sup> que tendrá un recorrido desde cada uno de los inversores hasta el centro de transformación.

# **ANEJO N° 7**

*SOLUCIONES ALTERNATIVAS*



## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. DATOS INICIALES .....	3
3. OBTENCIÓN MODELO .....	4
4. CÁLCULO DISTRIBUCIÓN CONSUMO HORARIO .....	5



## 1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este anejo es el de plasmar las posibles soluciones alternativas que se han valorado durante el desarrollo del Trabajo de Fin de Grado. Se justifica el por qué de su descarte en diferimiento de la solución adoptada.

En este caso, el proceso que se ha redactado y estudiado durante el proceso pero que, finalmente, no es la solución definitiva se basa en la obtención de la demanda anual energética de la EDAR de Monte Orgegia (Alicante).

Aunque en el caso de estudio, como se verá durante la redacción del anejo, esta posibilidad descartada no podría servir, se refleja este método en el anejo ya que es un método válido de obtención de la demanda para el posible cálculo tanto de la demanda de otra EDAR como para cualquier obtención de demandas en general.

## 2. DATOS INICIALES

Los datos relativos al consumo de la EDAR que se obtienen previamente de la misma son la de la discreción mensual de consumos de 2019 pero no la horaria. Con este valor se puede obtener el consumo medio horario en cualquiera de los meses del año de 2019.

Los valores de consumos medios para cada mes se adjuntan a continuación. Para comprobar su obtención mediante los datos de consumos medios mensuales se ha de dirigir al apartado *Consumos Eléctricos* del punto 2. *Antecedentes* de la memoria del Trabajo Fin de Grado.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
→ kWh/h	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75

Estos datos son suficientes en el caso, como es el de la EDAR de Monte Orgegia, de que la EDAR trabaje con un tanque de homogeneización o cualquier otro elemento que tenga como función, entre otras, la de regular un caudal constante durante las 24 horas diarias.

En el caso como se había previsto inicialmente y así serviría para cualquier dimensionado de demandas horarias variables en función de la hora siempre que no se tenga este dato exacto, se puede utilizar un método de obtención de demanda como el que se calcula a continuación como objeto de este anejo.

Para ello, inicialmente, se deberá encontrar una distribución horaria de demanda tipo que sea representativa.



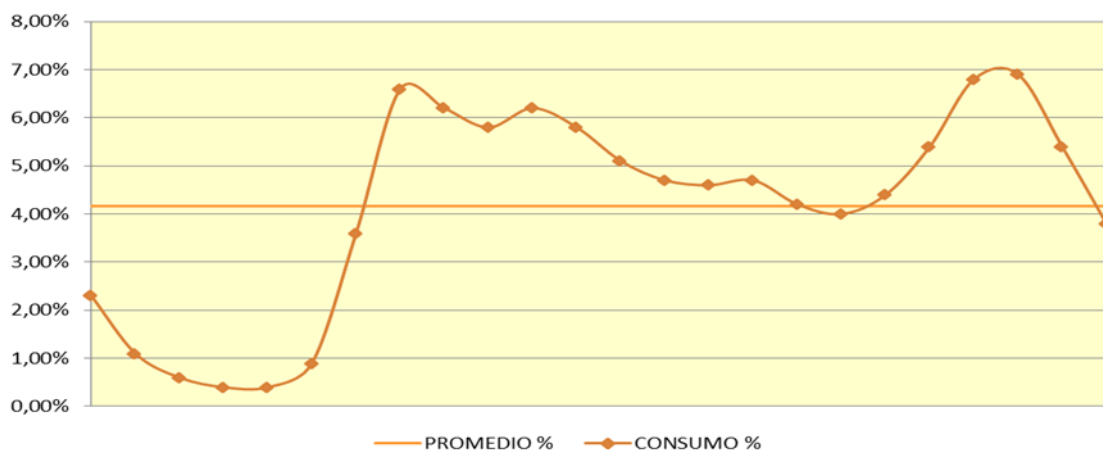
### 3. OBTENCIÓN MODELO

Para el modelo de distribución horaria de demanda a seguir se encuentra en la red el proyecto estudio llamado *Las claves del consumo doméstico de agua en la Comunidad de Madrid*, de Juan Carlos Ibañez Carranza y Dionisio Pérez Bueno. En él se estudia la variación horaria diaria, entre otros aspectos, del caudal demandado al Canal Isabel II.

Dado que es un canal representativo que acomete la gestión del ciclo integral del agua en casi la totalidad de la Comunidad de Madrid, los valores de distribución diaria de la demanda de caudal pueden ser representativos y aplicables a nuestro caso, ubicados en la ciudad de Alicante.

La distribución horaria de demanda es la siguiente.

HORA A.M.	0	1	2	3	4	5
% consumo	2,3	1,1	0,6	0,4	0,4	0,9
HORA A.M.	6	7	8	9	10	11
% consumo	3,6	6,6	6,2	5,8	6,2	5,8
HORA P.M.	12	13	14	15	16	17
% consumo	5,1	4,7	4,6	4,7	4,2	4
HORA P.M.	18	19	20	21	22	23
% consumo	4,4	5,4	6,8	6,9	5,4	3,8



Tomando en cuenta que el horario representa la hora UTC, se observan picos analizando la gráfica a las 07:00 y 21:00 horas, lo que representaría los picos de demanda cuando la mayoría de la población se levanta por la mañana y a hora de cenar. El promedio horario es del **4,16 %**. Este dato es clave en los cálculos que siguen a este apartado.



#### 4. CÁLCULO DISTRIBUCIÓN CONSUMO HORARIO

Obtenidos tanto los consumos medios mensuales como una distribución horaria tipo de la demanda se pueden obtener los distintos valores de demandas horarias para cada uno de los meses.

El cálculo del consumo a una hora h para un mes n se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Consumo}_{\text{mes},n \text{ hora},h} \text{ (kWh)} = \text{Consumo Medio Horario}_n \times \frac{\% \text{consumo}_h}{\% \text{promedio}}$$

Se va a utilizar de ejemplo para el cálculo la hora 00:00 h del mes de enero. Los datos que se tienen tanto de la hora como del mes son: un 2,3 % de consumo horario y 579,69 kWh/h medios del mes de enero.

$$\text{Consumo}_{\text{enero}, 00:00h} \text{ (kWh)} = 579,69 \times \frac{2,3\%}{4,16\%} = 320,5 \text{ kWh}$$

Mediante la relación dado que el consumo medio mensual n representa el consumo horario medio, se podrá obtener dividiendo este valor por el porcentaje medio de 4,16 % y multiplicando este valor por el porcentaje de demanda horaria se obtiene la demanda de consumo en esa hora.

La discreción horaria–mensual de todos los valores se adjunta a continuación.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Prom Pot horaria (kW)	579,69	599,62	633,21	520,13	588,14	640,37	677,84	631,36	597,08	637,75	587,11	548,75
hora UTC												
0:00	320	331	350	287	325	354	375	349	330	352	324	303
1:00	153	158	167	137	155	169	179	167	158	169	155	145
2:00	84	86	91	75	85	92	98	91	86	92	85	79
3:00	56	58	61	50	57	62	65	61	57	61	56	53
4:00	56	58	61	50	57	62	65	61	57	61	56	53
5:00	125	130	137	112	127	138	147	137	129	138	127	119
6:00	501	519	548	450	509	554	586	546	516	552	508	475
7:00	919	951	1004	825	933	1015	1075	1001	947	1011	931	870
8:00	863	893	943	775	876	954	1010	940	889	950	874	817
9:00	808	836	882	725	820	892	945	880	832	889	818	765
10:00	863	893	943	775	876	954	1010	940	889	950	874	817
11:00	808	836	882	725	820	892	945	880	832	889	818	765
12:00	710	735	776	637	721	785	831	774	732	781	719	672
13:00	655	677	715	587	664	723	765	713	674	720	663	620
14:00	641	663	700	575	650	708	749	698	660	705	649	606
15:00	655	677	715	587	664	723	765	713	674	720	663	620
16:00	585	605	639	525	593	646	684	637	602	643	592	554
17:00	557	576	608	500	565	615	651	607	574	613	564	527
18:00	613	634	669	550	622	677	717	667	631	674	621	580
19:00	752	778	821	675	763	831	879	819	775	827	762	712
20:00	947	980	1034	850	961	1046	1107	1031	975	1042	959	896
21:00	961	994	1050	862	975	1062	1124	1047	990	1057	973	910
22:00	752	778	821	675	763	831	879	819	775	827	762	712
23:00	529	547	578	475	537	585	619	576	545	582	536	501





El total de la demanda anual suma 5,29 GWh, al igual que la demanda total que se obtiene mediante el método de caudal constante explicado en la memoria. La diferencia radica en el reparto de demanda horaria en cada mes y, en consecuencia, en la modificación de valores tanto de Autoconsumo como de Venta y Compra Energética en las diferentes horas de cada mes.

Este proceso de cálculo, como bien se expone inicialmente en el anejo, se puede utilizar para una distribución de demanda o consumo horario en ciudades o regiones donde el muestreo pueda ser proporcional al encontrado en la región expuesta en el proyecto de estudio citado en el inicio del anejo.