



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR  
DE INGENIERÍA DE CAMINOS,  
CANALES Y PUERTOS



## TRABAJO FIN DE GRADO

---

Diseño integrado de un bombeo de  
agua de 850 kW con energía solar  
fotovoltaica en el término municipal  
de Benifaió (Valencia).

---

**Grado en Ingeniería Civil**

Curso 2018/2019

Valencia, diciembre de 2018

**Autor**

Andrés Martí Vidal

**Tutor**

Miguel Ángel Pérez Martín



**Diseño integrado de un bombeo de agua de 850 kW con energía solar  
fotovoltaica en el término municipal de Benifaió (Valencia).**

---



**Agradecimientos:**

*A mi tutor Miguel Ángel, por la paciencia y ayuda durante todos estos meses, y  
a mi familia y amigos, en especial a María del Carmen y Cristina  
por su cariño y apoyo continuo*

---



# **Diseño integrado de un bombeo de agua de 850 kW con energía solar fotovoltaica en el término municipal de Benifaió (Valencia).**

ÍNDICE GENERAL



## ÍNDICE GENERAL

### DOCUMENTO Nº1. MEMORIA Y ANEJOS

MEMORIA

ANEJOS A LA MEMORIA

Anejo nº1. Dimensionamiento instalación fotovoltaica

Anejo nº 2. Producción, autoconsumo, venta y compra de la energía

Anejo nº 3. Valor actual neto anual – Alternativas

Anejo nº 4. Especificaciones técnicas

---



# **Diseño integrado de un bombeo de agua de 850 kW con energía solar fotovoltaica en el término municipal de Benifaió (Valencia).**

DOCUMENTO Nº 1: MEMORIA Y ANEJOS



# **Diseño integrado de un bombeo de agua de 850 kW con energía solar fotovoltaica en el término municipal de Benifaió (Valencia).**

MEMORIA



## ÍNDICE

1. OBJETO	5
1.1. OBJETO DEL TRABAJO FINAL DE GRADO	5
1.2. OBJETO DEL ESTUDIO	5
2. ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL	5
2.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA	5
2.1.1. BALANCE ENERGÉTICO EN ESPAÑA	6
2.1.2. ENERGÍA SOLAR	9
2.2. ANTECEDENTES	11
3. EMPLAZAMIENTO DE LA ACTUACIÓN	12
4. DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN SOLAR	13
4.1. MÓDULO FOTOVOLTÁICO	13
4.2. ESTRUCTURA SOPORTE	14
4.3. INVERSOR	15
5. DESCRIPCIÓN ESTACIÓN DE IMPULSIÓN	16
6. METODOLOGÍA DE TRABAJO	16
7. PREDISEÑO INSTALACIÓN SOLAR	16
7.1. IRRADIACIÓN SOLAR	16
7.2. DEMANDA	17
7.3. CÁLCULO MÓDULOS FOTOVOLTÁICOS	18
7.3.1. MÓDULOS EN SERIE	19
7.3.2. MÓDULOS EN PARALELO	20
7.3.3. ORIENTACIÓN	20
7.3.4. INCLINACIÓN	21
7.3.5. DISTANCIA SEPARACIÓN	21
7.3.6. SUPERFICIE OCUPADA	21
7.4. PRODUCCIÓN	22
7.5. PRECIO DE LA ENERGÍA	23
7.6. AUTOCONSUMO	24
8. PLANTEAMIENTO ALTERNATIVAS	26
8.1. HIPÓTESIS DE CÁLCULO	26
8.2. ALTERNATIVAS	26
9. DISEÑO ALTERNATIVAS	27
9.1. IRRADIACIÓN	27
9.2. DEMANDA	28
9.3. ALTERNATIVA AUTOCONSUMO	29
9.4. HIPÓTESIS 1. ALTERNATIVA 1	31
9.5. HIPÓTESIS 1. ALTERNATIVA 2	32
9.6. HIPÓTESIS 2. ALTERNATIVA 1	33
9.7. HIPÓTESIS 2. ALTERNATIVA 2	34
10. ESTUDIO ECONÓMICO	35
10.1 VAN	35



10.2 TIR	36
10.3 PAYBACK	36
10.4 HIPÓTESIS 1. ALTERNATIVA 1	36
10.5 HIPÓTESIS 1. ALTERNATIVA 2	37
10.6 HIPÓTESIS 2. ALTERNATIVA 1	38
10.7 HIPÓTESIS 2. ALTERNATIVA 2	39
10.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	41
10.1.1. PRECIO DE LA ENERGÍA	41
10.1.2. POTENCIA INSTALADA	42
11. SOLUCIÓN ADOPTADA	43
11.1 COMPARACIÓN ALTERNATIVAS	43
11.2 DISEÑO FINAL	44
11.3 UBICACIÓN Y DISPOSICIÓN INSTALACIÓN SOLAR	45
12. CONCLUSIONES	45
13. REFERENCIAS	46

### Índice de figuras

Figura 1: Potencia instalada en España 2017. Fuente: REE	7
Figura 2: Generación eléctrica renovable y no renovable en España 2017. Fuente: REE	7
Figura 3: Estructuración generación eléctrica en España 2017. Fuente: REE	8
Figura 4: Evolución emisiones CO <sup>2</sup> en España. Fuente: REE	8
Figura 5: Emisiones CO <sup>2</sup> asociadas a la generación eléctrica en España. Fuente: REE	9
Figura 6: Irradiación solar en España. Fuente: CM SAF	9
Figura 7: Casa con tecnología solar. Fuente: Solar Decathlon 2007	10
Figura 8: Central solar térmica PS20 y PS10 en Sevilla. Fuente: Abengoa Solar	10
Figura 9: Proyecto reutilización aguas residuales EDAR Pinedo. Fuente: ACUAMED	12
Figura 10: Emplazamiento. Fuente: Elaboración propia.	12
Figura 11: Módulo FV JAP60S01-280/SC. Fuente: SUMSOL.	13
Figura 12: Esquema soporte EAVestructura. Fuente: SUMSOL.	15
Figura 13: Inversor HEC PLUS 400V FS1003CH. Fuente: Power Electronics.	15
Figura 14: Interfaz PVGIS para el cálculo de la irradiación solar	17
Figura 15: Esquema conexión módulos instalación solar. Fuente: Apuntes asignatura Centrales y Sistemas Energéticos	18
Figura 16: Orientación módulos. Fuente: Elaboración propia	21
Figura 17: Inclinación módulos. Fuente: Elaboración propia	21
Figura 18: Distancia entre módulos. Fuente: Elaboración propia	21
Figura 19: Precio de venta energía eléctrica. Fuente: OMIE	23
Figura 20: Precio de compra energía eléctrica. Fuente: IPSOM	24
Figura 21: Esquema en planta de la ubicación módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia	45
Figura 22: Detalle disposición módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia	45



### Índice de tablas

Tabla 1: Características estación de bombeo	17
Tabla 2: Demanda anual	17
Tabla 3: T° máx y T° mín	18
Tabla 4: Smáx	19
Tabla 5: Características eléctricas inversor	19
Tabla 6: Características eléctricas módulo fotovoltaico	19
Tabla 7: Irradiación anual	27
Tabla 8: Demanda hipótesis 1	29
Tabla 9: Demanda hipótesis 2	29
Tabla 10: Hipótesis 1-Alternativa 1. Relación demanda-Producción	36
Tabla 11: Estudio económico Hipótesis 1 – Alternativa 1	37
Tabla 12: Hipótesis 1-Alternativa 2. Relación demanda-Producción	37
Tabla 13: Estudio económico Hipótesis 1 – Alternativa 2	38
Tabla 14: Hipótesis 2-Alternativa 1. Relación demanda-Producción	38
Tabla 15: Estudio económico Hipótesis 2 – Alternativa 1	39
Tabla 16: Hipótesis 2-Alternativa 2. Relación demanda-Producción	40
Tabla 17: Estudio económico Hipótesis 2 – Alternativa 2	40
Tabla 18: Comparación alternativas VAN	43
Tabla 19: Factura eléctrica	43



**Diseño integrado de un bombeo de agua de 850 kW con energía solar  
fotovoltaica en el término municipal de Benifaió (Valencia).**

---





## **1. OBJETO**

### **1.1. OBJETO DEL TRABAJO FINAL DE GRADO**

El presente trabajo se redacta en calidad de Trabajo Fin de Grado (TFG) con la finalidad de desarrollar todos los conocimientos aprendidos durante los diferentes cursos, para sí conseguir la obtención del título de GRADUADO EN INGENIERIA CIVIL.

El tutor de este trabajo ha sido el profesor Miguel Ángel Pérez Martín, profesor del departamento de Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente. La forma de trabajo ha sido mediante reuniones periódicas entre el autor y el tutor para ir viendo el avance del trabajo, consistente en el Diseño Integrado de un bombeo de agua de 850 kW con energía solar fotovoltaica en el término municipal de Benifaió (Valencia).

### **1.2. OBJETO DEL ESTUDIO**

El trabajo está basado en el diseño integrado de una estación de bombeo de 855.201 kW de potencia con energía solar fotovoltaica en el término municipal de Benifaió. La impulsión bombea un caudal de 1.5m<sup>3</sup>/s, proveniente de la EDAR de Pinedo (Valencia), desde la Acequia Real del Júcar hasta el Canal Júcar-Turia. La cual requiere una energía anual para este caudal de 3,95 GWh/año por lo que supone un valor económico de 473.648,42 € al año.

Así pues, la decisión de elegir un sistema de energía renovable y limpia como es la energía solar fotovoltaica, tiene como finalidad reducir los costes de energía eléctrica produciendo nuestra propia energía eléctrica ayudando a la vez al cuidado del medio ambiente.

## **2. ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL**

### **2.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA**

Las energías renovables son aquellas que se obtiene de fuentes naturales inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Además también se les suele llamar energías limpias o verdes porque las fuentes de producción de la energía son respetuosas con el medio ambiente siendo sus impactos ambientales mucho menores que las energías convencionales.

Dentro del marco de energías renovables encontramos los siguientes tipos de energía: la energía eólica, hidráulica, solar, biomasa, mareomotriz y geotérmica. Siendo la eólica, hidráulica y solar las que tienen mayor capacidad para competir en el mercado actual debido al gran desarrollo tecnológico.

Las ventajas medioambientales de la energía renovable, se conocen desde hace décadas. Sin embargo, sus numerosos beneficios socioeconómicos solo se han manifestado en las últimas décadas a medida que el despliegue de tecnologías de energía renovable se ha generalizado.

La energía renovable proporciona un número significativo y creciente de empleos cada año en todo el mundo. El sector de energía renovable, según las estimaciones de (IRENA,2018), empleaba a un récord de 9,8 millones de personas en todo el mundo en 2016, impulsado por el aumento de las inversiones. Esto, a su vez, fue el resultado de la rápida caída de los costes, las mejoras tecnológicas y las políticas gubernamentales para respaldar las energías renovables.



El viento, la energía solar y la energía hidroeléctrica producen poca o ninguna contaminación del aire. La contaminación del aire se ha convertido en un tema de importancia crítica en muchos países en desarrollo.

Algunas tecnologías de energía renovable se implementan de manera distribuida y modular, lo que las hace menos propensas a fallos a gran escala. Esto brinda ventajas durante eventos climáticos severos o emergencias complejas, ya que dichas tecnologías pueden implementarse rápidamente donde sea necesario.

Más de mil millones de personas carecen de acceso a la electricidad, mientras que otros mil millones tienen un suministro no confiable. La confiabilidad mejorada, los costos tecnológicos en rápido descenso y las políticas de apoyo han hecho que las soluciones de electricidad renovable autónoma y de mini-red sean viables para el 80% de las personas sin acceso en áreas rurales o pequeños estados insulares en desarrollo.

Cabe señalar que no todo son ventajas y que las instalaciones de energías renovables presentan ciertos inconvenientes. Uno de los mayores inconvenientes es que el suministro de energía eléctrica viene condicionado por la demanda de la red y energías como la eólica, fotovoltaica o hidráulica dependen de que sople el viento, luzca el sol o llueva. Aunque es cierto que esa irregularidad es predecible gracias a las tecnologías actuales de predicción climatológicas, la utilización de medios de almacenamiento de energía y tener preparadas otras fuentes de suministro para atender a la demanda eléctrica.

Otro inconveniente por no decir el más importante o incluso polémico de este tipo de fuentes de energía es que producen en mayor o menor medida un grado de impacto ambiental, refiriéndose generalmente a un impacto visual negativo. De ahí que la integración en el paisaje sea lo más adecuado posible.

En la actualidad se está tomando mayor conciencia a nivel internacional del uso de las energías renovables debido al agravamiento del efecto invernadero y el consecuente calentamiento global. De ahí por ejemplo El Acuerdo de París, acuerdo mundial alcanzado el 12 de diciembre de 2015 en París, que establece un plan de actuación para limitar el aumento de la temperatura media global a muy por debajo de 2 ° C por encima de los niveles preindustriales e intentar limitar el aumento a 1,5 ° C. Por lo tanto para conseguir ese desarrollo sostenible en el marco energético es necesario reducir progresivamente el uso de los combustibles fósiles y seguir con el desarrollo de las energías renovables y de la eficiencia energética.

### **2.1.1. Balance energético en España**

La demanda de energía eléctrica en España, según informa la (REE,2017a) continúa con la senda de crecimiento iniciada en 2015, en concreto en 2017 ha sido de 268.140 GWh, es decir, creció un 1,1 % respecto al año anterior, superando la tasa de crecimiento del 0,7 % registrada en 2016, aunque un 4,6 % inferior a la demanda de 2008. Respecto a la cobertura de la demanda, el 96,4 % de la demanda peninsular se cubrió con producción nacional y el 3,6 % restante con energía importada de otros países. En relación a los máximos de demanda, la punta máxima de potencia instantánea peninsular se registró el 18 de enero a las 19:50 horas con 41.381 MW superior al máximo del año anterior registrado en septiembre.

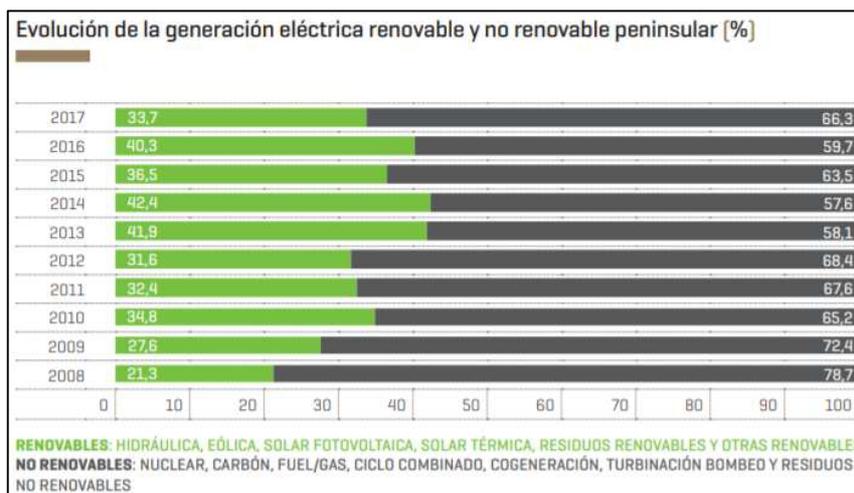
La capacidad instalada del parque generador en España descendió por segundo año consecutivo finalizando el año con 104.122 MW instalados, un 0,5 % menos que en 2016 (debido al cierre definitivo de la central nuclear de Santa María de Garoña de 455 MW).



**Figura 1: Potencia instalada en España 2017. Fuente: REE**

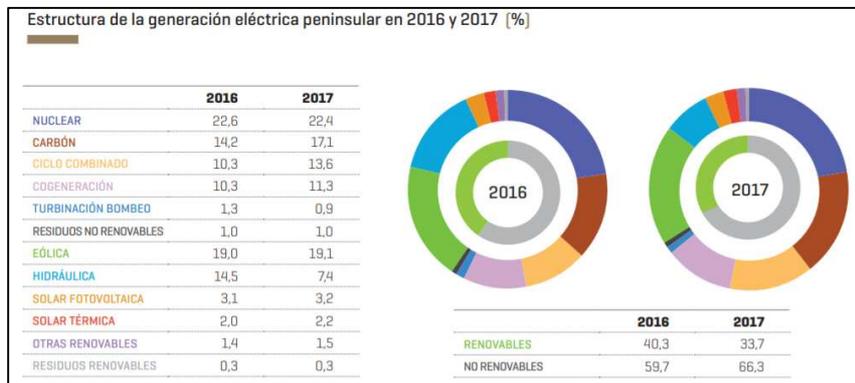
Del conjunto de la potencia instalada a nivel nacional, el 46,3 % corresponde a instalaciones de energía renovable y 53,7 % a tecnologías no renovables.

En cuanto a la generación eléctrica se ha estabilizado en 2017 en 248.424 GWh, las energías renovables, condicionadas por un notable descenso de la producción hidráulica (un 49,1 % respecto al año anterior), han reducido su cuota en el conjunto de la generación peninsular al valor más bajo de los últimos cinco años 33,7 %. Esta caída de las renovables se ha reemplazado con una mayor aportación de energía no renovable 66,3 %, proveniente principalmente de las centrales de ciclo combinado (aumento del 31,8%) y de carbón (aumento del 21,0%) (REE,2017b).



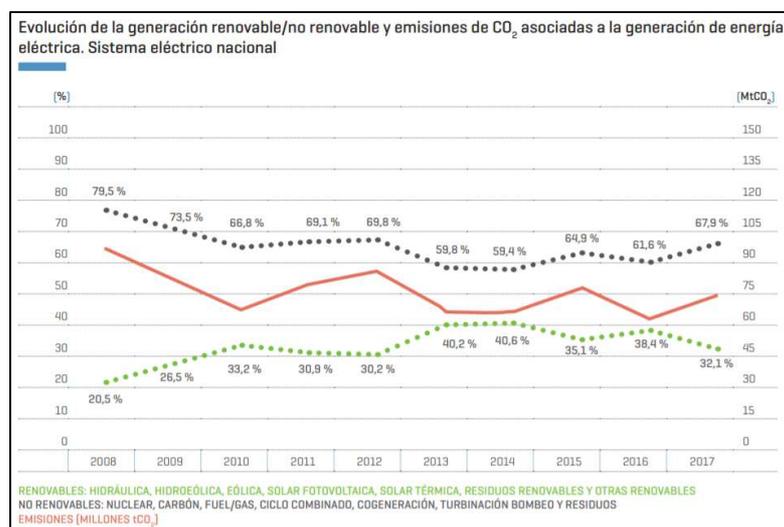
**Figura 2: Generación eléctrica renovable y no renovable en España 2017. Fuente: REE**

Por tecnologías, la producción eléctrica peninsular de 2017 se cubrió como se indica en la siguiente tabla:



**Figura 3: Estructuración generación eléctrica en España 2017. Fuente: REE**

Las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas del mix de producción en España repuntan debido, principalmente, a la menor participación de las energías renovables y en consecuencia aumento de la producción de las centrales de carbón y ciclos combinados, estimándose en 2017 un total de 74,9 millones de toneladas (de las cuales el 57,3 % están asociadas a la producción con carbón y el 20,1 % se relacionan con los ciclos combinados.), un 17,9 % superior al registro de 2016.



**Figura 4: Evolución emisiones CO<sub>2</sub> en España. Fuente: REE**

No obstante, cabe destacar que a pesar de este aumento, el nivel de emisiones de este ejercicio es un 33,0 % inferior al registrado hace una década y que más de la mitad de la electricidad generada en 2017 provino de fuentes libres de emisiones (nucleares y renovables).

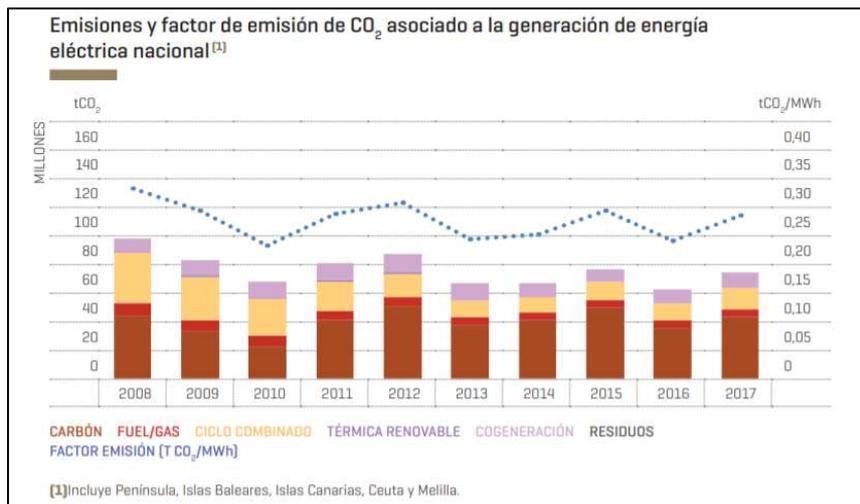


Figura 5: Emisiones CO<sup>2</sup> asociadas a la generación eléctrica en España. Fuente: REE

### 2.1.2. Energía Solar

La energía solar es una energía renovable y “limpia” ya que se aprovecha la energía que nos llega del Sol, en forma de radiación electromagnética, a través de diferentes captadores que han evolucionado a lo largo de los años.

La potencia de la radiación fuera de la atmósfera se llama constante solar y tiene un valor medio de 1367 W/m<sup>2</sup>, pero que al entrar en la atmósfera terrestre varía y además también cambia según el momento del día, las condiciones atmosféricas y la latitud. En condiciones de radiación aceptables, la potencia equivale aproximadamente en la superficie terrestre a 1000 W/m<sup>2</sup>, a esta potencia se denomina irradiancia.

Cuando se quiere calcular la producción anual del potencial fotovoltaico de un lugar, dependerá de la distribución de las horas de sol durante el año y de la irradiancia en esas horas. Por lo que será necesario conocer la irradiancia (energía que alcanza en un día kWh/m<sup>2</sup>/día) y el potencial de producción eléctrica (x0.75). En el caso de España se puede ver en la siguiente imagen:

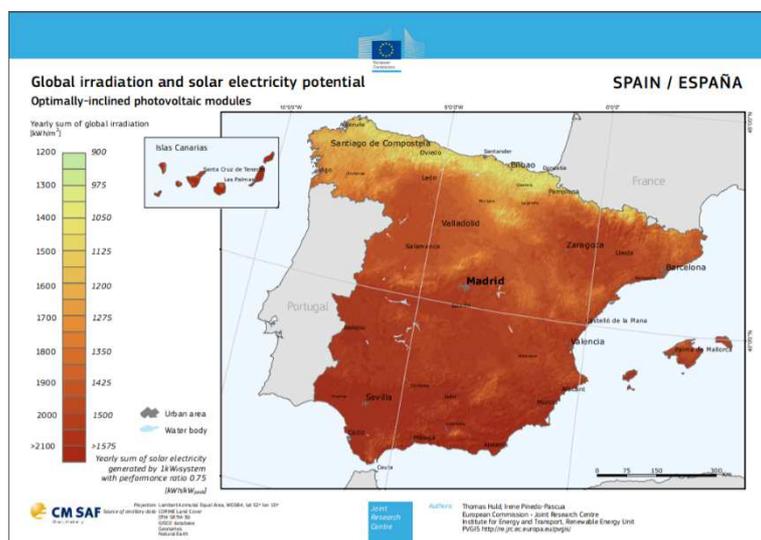


Figura 6: Irradiación solar en España. Fuente: CM SAF

Según la tecnología o elemento encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía útil, habrá distintos tipos de energía solar:

- Energía solar térmica pasiva, este sistema consiste en aprovechar la radiación solar sin la utilización de ningún dispositivo o aparato intermedio, mediante la adecuada ubicación, diseño y orientación de los edificios, empleando correctamente las propiedades de los materiales y los elementos arquitectónicos, y aplicando criterios de arquitectura bioclimática permitiendo así reducir considerablemente la necesidad de climatizar los edificios y de iluminarlos.



Figura 7: Casa con tecnología solar. Fuente: Solar Decathlon 2007

- Energía solar térmica, sistema basado en el aprovechamiento de la radiación solar para calentar agua mediante colectores solares. Están clasificados como colectores de baja, media y alta temperatura. Aumentan la temperatura de un fluido que permite obtener agua caliente sanitaria, calefacción de la vivienda (colector baja temperatura) o producir electricidad (colector media y alta temperatura).
- Energía solar fotovoltaica, sistema que a partir de la radiación solar y mediante un dispositivo semiconductor llamado célula fotovoltaica es capaz de crear una corriente eléctrica (corriente continua). La cuál convirtiéndola en corriente alterna a través de un elemento llamado inversor, puede ser ya utilizada para suministrar electricidad a todo tipo de instalaciones o a la red eléctrica.



Figura 8: Central solar térmica PS20 y PS10 en Sevilla. Fuente: Abengoa Solar

Las ventajas que nos encontramos con la energía solar son su baja contaminación y respeto al medio ambiente de ahí que se considere energía renovable y limpia. Los costes de instalación y mantenimiento son reducidos respecto a otros tipos de instalaciones. Tiene una gran adaptación a sitios aislados o de difícil acceso a la red eléctrica. Y además la opinión pública es mayoritariamente favorable al uso de este tipo de energía-

Por el contrario algunas de las desventajas que encontramos en la energía solar pueden implicar que una instalación de este tipo sea inviable. El rendimiento está en función de la climatología, así como las limitaciones en el horario solar (no todos los países tienen las mismas horas de sol). Por otra parte las limitaciones para almacenar energía, ya que no siempre las horas de demanda de energía corresponden con las horas de producción de energía. Aun así hay que indicar que las continuas evoluciones y desarrollos en las tecnologías permiten que algunas de estas desventajas se minimicen.

La energía solar es la tercera fuente renovable de generación en España con 6991 MW de capacidad instalada a finales de 2017 generado un 5.2% del total de la energía en España. Con un crecimiento del 5% respecto al año anterior.

## **2.2. ANTECEDENTES**

L'Albufera de Valencia tiene un incalculable valor ambiental y a partir de la década de los 70 ha sufrido una degradación agónica sobre su equilibrio debido al desarrollo urbano e industrial del área metropolitana de Valencia. Vertidos directos sin depurar de origen urbano o industrial, excesivas entradas de materia alóctona y nutrientes inorgánicos o el aumento del pH de las aguas son algunos de los factores que han ido empeorando el estado de l'Albufera.

Con el objetivo de revertir el estado de aguas se presentó en Valencia en el año 2004 el Programa de Actuaciones para la Gestión y la Utilización del Agua – Albufera (Programa AGUA), que integraba el conjunto de actuaciones a realizar en el entorno del Parque Natural de l'Albufera por parte de la Empresa estatal Aguas de las Cuencas Mediterráneas (ACUAMED) y de la Confederación Hidrográfica del Júcar, algunas de ellas mediante Convenio de colaboración con la Generalitat Valenciana.

Estas medidas van principalmente dirigidas a prevenir la entrada de polución al lago, y entre las que se incluye tratamientos de efluentes de las depuradoras del perímetro del parque, mediante filtros verdes con el doble objetivo de reducción de nutrientes por debajo de umbrales muy exigentes, así como la renaturalización de las aguas.

Una de las actuaciones en desarrollo por (ACUAMED,2018) es la “Ordenación y terminación de la reutilización de aguas residuales de la planta de Pinedo”. La planta tiene una capacidad de depuración de 350.000 m<sup>3</sup>/día, lo que supone un caudal continuo de 4 m<sup>3</sup>/s, y dispone de un sistema de tratamiento terciario con capacidad suficiente para todo el caudal tratado en la planta. Aunque la mayor parte de su efluente se vierte al mar mediante un emisario submarino. La ejecución de obras se diseñó en varias fases:

- Conducción EDAR Pinedo-Acequia de Ravisanxo-Port de Catarroja.
- Estación de bombeo puerto de Catarroja y conducción de 17 km Catarroja-Benifaió (ARJ). (ACUAMED)
- Filtro verde nuevo cauce del Turia (ACUAMED)
- Conducción del filtro verde a la Rambla del Poyo (ACUAMED)



#### 4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación a diseñar es una instalación de energía solar fotovoltaica conectada a una estación de bombeo y a la red eléctrica. Nuestra instalación estará formada por un generador fotovoltaico, un sistema de acondicionamiento de potencia (inversor) encargado de transformar la corriente a las características necesarias para alimentar a nuestra estación de bombeo y a la vez verter la energía sobrante a la red de distribución, y unos soportes estructurales encargados sujetar y proteger los módulos fotovoltaicos.

##### 4.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Los módulos o paneles fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas. A través ellas inciden los fotones de la luz solar, cada fotón golpea un electrón sacándolo de su órbita generando un espacio libre (carga negativa) y un hueco libre (carga positiva). Como dentro del semiconductor ya hay formado previamente un campo eléctrico direccional, el electrón libre viaja en un sentido y el hueco que este deja en su desplazamiento se rellena con otro electrón arrastrado por el electrón libre, por lo que se produce un campo eléctrico en la célula solar. Esta acumulación de electrones en un lado genera una diferencia de potencial y por tanto una corriente eléctrica. Las células se montan sobre el panel solar en serie para alcanzar la tensión deseada a la salida del módulo fotovoltaico y posteriormente se van conectando en paralelo hasta llegar a la corriente deseada. Las células fotovoltaicas pueden ser de varios materiales aunque el más común es el silicio cristalino. Según la fabricación de las células nos encontramos con módulos fotovoltaicos monocristalinos o policristalinos.

Monocristalinos: Las células están formadas de un único cristal de sílice. Suelen tener un rendimiento de 14-16%, son muy fabricados.

Policristalino: formado por varios cristales de sílice o de otros materiales con lo que el rendimiento suele ser próximo al 16%. Su fabricación suele ser más barata que el policristalino.

Los módulos por lo tanto se encargan de dar resistencia mecánica, protección contra agentes ambientales externos y aislamiento eléctrico a las células fotovoltaicas garantizando su duración.

El módulo fotovoltaico elegido es un módulo policristalino JAP60S01-280/SC de la empresa SUMSOL.



Figura 11: Módulo FV JAP60S01-280/SC. Fuente: SUMSOL.

Se ha escogido este modelo de la marca JA Solar Holdings Co., por sus altas características, posee un novedoso diseño que reduce la resistencia de la serie celular y los interconectores celulares lo que mejora la eficiencia de conversión, alto rendimiento 17.12%, superficie anti-suciedad, excelente rendimiento en ambientes de baja luminosidad, excelente resistencia mecánica a las cargas por viento. La empresa Sumsol encargada de distribuir este modelo tiene sede en Madrid (España) y una gran experiencia en el sector de la energía solar fotovoltaica, sobre todo en la instalación de módulos fotovoltaicos para bombeos de regadío. Además, la empresa ofrece una garantía del producto de hasta 12 años y una garantía de potencia lineal de salida de 25 años.

#### **4.2. ESTRUCTURA SOPORTE**

Es uno de los elementos indispensables en la instalación de una estructura solar fotovoltaica ya que además de realizar la sujeción adecuada entre la superficie y los módulos permiten colocar los paneles con la orientación e inclinación adecuadas para conseguir el mayor rendimiento posible. Al estar situados en el hemisferio norte la orientación del soporte será hacia el sur y la inclinación será la óptima necesaria para un mayor uso en verano.

- Hay diferentes tipos de estructuras solares según se la superficie donde se vayan a instalar los paneles:
  1. Estructuras solares tipo Coplanar, estas están pensadas para tejados y cubiertas con cierta inclinación.
  2. Estructuras sobre suelo o superficie plana.
  3. Estructura monoposte, permite instalar la placa a cierta altura sobre el suelo.
- Según el material de que se fabrican: acero inoxidable, hierro, aluminio.
- Según su movilidad:
  1. Estructuras fijas: Tienen una inclinación y orientación fija lo que le da a la estructura una alta resistencia mecánica, pueden instalarse en cualquier terreno y su coste de instalación y mantenimiento son muy bajos.
  2. Estructuras móviles: Donde los paneles pueden moverse respecto a 1 eje o 2 ejes según la posición del sol. Por lo tanto tanto la dirección como la inclinación del módulo fotovoltaico es variable. La trayectoria del sol se sigue gracias a unos elementos llamados seguidores solares, lo que permite maximizar la energía solar incidente. Son mucho más caros y generalmente se instalan sobre el suelo (superficies planas).

El soporte elegido es una estructura soporte FV925 de la compañía Sumsol. Se ha elegido este soporte ya que permite dar la inclinación y orientación necesaria al módulo, tiene ligereza y robustez ya que los materiales empleados son el acero y el aluminio lo que permite también un uso apropiado en exteriores, su diseño modular permite alcanzar cualquier tamaño fácil montaje y mantenimiento de bajo coste. Cabe indicar que es la misma empresa que suministraría los módulos fotovoltaicos por lo que el montaje de la instalación solar (tiempo y mano de obra) es mucho más sencilla, rápida y barata. Además el precio final saldrá mucho más barato al poder negociar con la empresa, que si fuera de otra compañía.

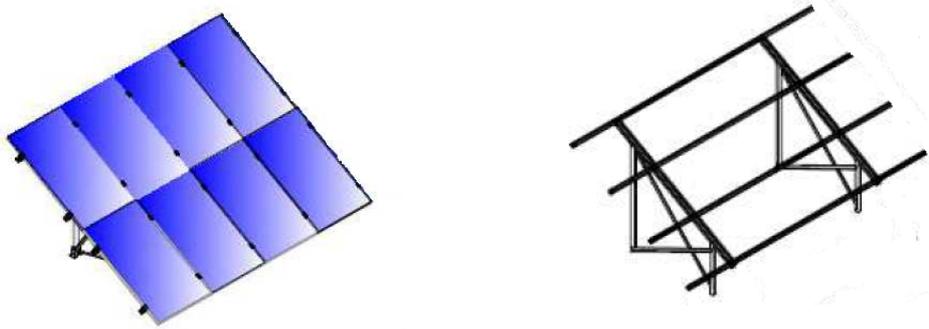


Figura 12: Esquema soporte EAVestructura. Fuente: SUMSOL.

### 4.3. INVERSOR

Los módulos fotovoltaicos generan corriente continua variable, es decir, varía la tensión e intensidad en función de la temperatura de la placa y la irradiancia (no es lo mismo producir corriente eléctrica en verano que en invierno o si el cielo está nublado o despejado). Además las características establecidas para inyectar la energía eléctrica a la red serán distintas a las de la bomba de impulsión de agua. Por lo tanto el elemento encargado de convertir la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna es el inversor.

El inversor elegido es el modelo HEC PLUS 400V FS1003CH de la empresa valenciana Power Electronics de gran recorrido internacional en el mundo de la energía renovable con más de 25 años en el sector, con su propia marca de inversores.



Figura 13: Inversor HEC PLUS 400V FS1003CH. Fuente: Power Electronics.

Se ha elegido este modelo por sus características tanto mecánicas como eléctricas. Combina las ventajas de un inversor central como la disponibilidad de varios inversores en cadena gracias a sus distintos módulos por lo que si uno de sus módulos fallara se desconectaría y la potencia de salida se distribuiría en el resto de los módulos para seguir manteniendo la potencia deseada. Tiene un diseño robusto que les permite aguantar más de 20 años bajo condiciones climatológicas extremas. Gracias a un sistema de refrigeración propio es capaz de autorregular automáticamente la temperatura para trabajar a condiciones óptimas. Tiene una conectividad remota a cualquier dispositivo inteligente para obtener información actualizada en todo momento. El firmware incluye todas las últimas novedades de utilidad y requisitos específicos.

Además incluye todos los sistemas de protección necesarios como sistema de toma de tierra para proteger tanto al operador como a las células fotovoltaicas de posibles defectos en el sistema (inversor- planta fotovoltaica). Dispone de una unidad de protección y desconexión de

CC externa. Acceso total y fácil delantero y trasero que simplifica las tareas de mantenimiento, lo que permite la comprobación de toda la electrónica, tableros electrónicos, semiconductores fuente de alimentación etc.

## **5. DESCRIPCIÓN ESTACIÓN DE IMPULSIÓN**

Este estudio se centra en el diseño de la instalación solar, por lo que no se va a hacer un diseño completo de la estación de impulsión. Aun así, las alternativas que se plantearán para la solución del estudio de este trabajo vienen condicionadas por las características hidráulicas de la estación de impulsión, por lo tanto sí que se hará un prediseño general de este en términos de caudal y potencia. El sistema de impulsión es un bombeo de agua con una potencia de 855,201 kW. Estará encargado de impulsar un caudal de agua de 1,5 m<sup>3</sup>/s a una altura de 46m con unas pérdidas de 3,4 m. Las conducciones que transportarán, a lo largo de 2.951m, este caudal son de PRFV (poliéster reforzado de fibra de vidrio) con un diámetro nominal de 1.000mm. Este caudal proveniente de la EDAR de Pinedo se impulsará desde la Acequia Real del Júcar (Benifaió) hasta el Canal Júcar-Turia.

## **6. METODOLOGÍA DE TRABAJO**

La metodología aplicada para llevar a cabo este Trabajo Fin de Grado ha sido trabajar de dos formas distintas. La primera organizada por el tutor, ha sido asistir a clases de su asignatura “Centrales y Sistemas Energéticos” en el Máster de Ingeniero Caminos Canales y Puertos en la que ha servido para aprender y conocer la tecnología de la energía solar, así como el uso de los programas necesarios para el desarrollo del presente trabajo. Y la segunda, tutorías periódicas para analizar, debatir y resolver las diferentes dudas o problemas que han ido surgiendo a lo largo de la realización de este trabajo.

En lo referente a este Trabajo Fin de Grado, la metodología seguida para la realización del trabajo ha sido la siguiente:

- \_ Cálculo de la irradiación en la zona de emplazamiento.
- \_ Demanda de energía necesaria para el bombeo de agua.
- \_ Prediseño de la instalación (Potencia Máx. y Energía total).
- \_ Producción y balance energético.
- \_ Desarrollo de varias alternativas.
- \_ Análisis económico como indicador de la solución elegida.
- \_ Desarrollo de las conclusiones y líneas futuras

## **7. PREDISEÑO DE LA INSTALACIÓN**

### **7.1. IRRADIACIÓN SOLAR**

Para poder conocer la energía que pueden llegar a producir los módulos solares fotovoltaicos es necesario conocer la irradiación que llega al emplazamiento de la actuación. Por lo tanto la irradiación, es la energía que llega del sol en un sitio concreto en un día (kWh/m<sup>2</sup>/día). Se ha utilizado un programa informático gratuito diseñado por la Unión Europea PVGIS-CMSAF para la obtención de los datos de irradiación.

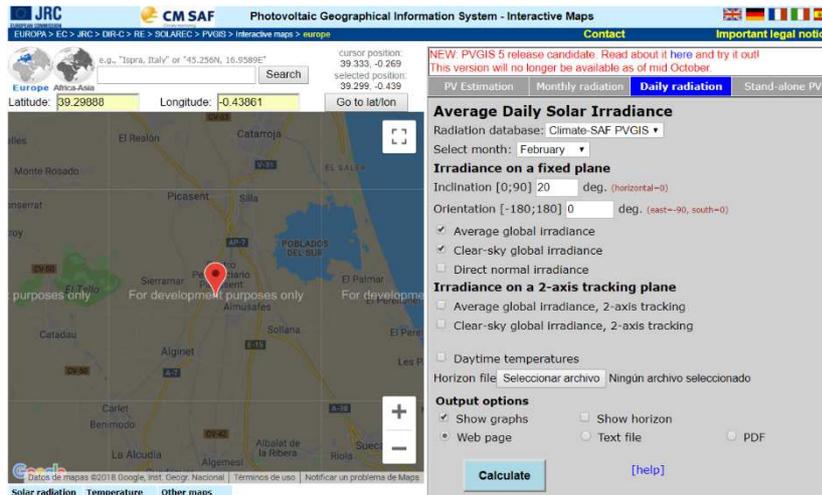


Figura 14: Interfaz PVGIS para el cálculo de la irradiación solar

La irradiación anual obtenida en nuestro emplazamiento es de 5470 Wh/m<sup>2</sup>/día por lo que es un buen dato ya que está por encima de la media de España (5 kWh/m<sup>2</sup>/día) o de otros países con mayor potencia instalada de energía solar fotovoltaica que España como China (5 kWh/m<sup>2</sup>/día), USA (4,5 kWh/m<sup>2</sup>/día) o Alemania (4 kWh/m<sup>2</sup>/día). Australia por ejemplo es uno de los países con mayor irradiación solar anual con (6 kWh/m<sup>2</sup>/día).

## 7.2. DEMANDA

La estación de bombeo agua viene prediseñada con los siguientes datos:

IMPULSIÓN	
<b>Caudal</b>	1,5 m <sup>3</sup> /s
<b>Altura geométrica</b>	46 m
<b>Perdidas</b>	3,4 m
<b>Altura manométrica</b>	49,4 m
<b>POTENCIA</b>	855,201 kW

Tabla 1: Características estación de bombeo

Teniendo en cuenta el volumen de agua y las horas al día necesarias para impulsar ese volumen de agua a lo largo del año, la demanda necesaria a cubrir viene representada en la siguiente tabla:

	hm3/mes	días	h/día	Demanda (kWh)
<b>ene</b>	0,41	31	2,5	65.248
<b>feb</b>	0,63	28	4,1	99.139
<b>mar</b>	1,88	31	11,2	297.736
<b>abr</b>	1,63	30	10,0	257.827
<b>may</b>	2,44	31	14,6	386.424
<b>jun</b>	3,89	30	24,0	615.744
<b>jul</b>	3,89	31	23,2	615.744
<b>ago</b>	3,89	31	23,2	615.744
<b>sep</b>	3,05	30	18,8	483.188
<b>oct</b>	2,01	31	12,0	318.799
<b>nov</b>	0,41	30	2,5	64.773
<b>dic</b>	0,80	31	4,8	126.696
<b>ANUAL</b>	<b>24,92</b>	<b>TOTAL</b>		<b>3.947.070</b>

Tabla 2: Demanda anual

Por lo tanto la demanda de energía anual es de 3,94 GWh. Con un precio de la energía en el sector industrial de media en el año 2017 de 120 €/MWh el coste ascendería a 473.648,42 € al año.

### 7.3. CÁLCULO MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para poder diseñar el sistema de energía solar fotovoltaico es necesario saber la cantidad de módulos necesarios ya que estos deberán ir conectados en serie y en paralelo, y estarán condicionados por el tipo de inversor que usaremos. Durante los cálculos  $N_p$  será el número de módulos en paralelo y  $N_s$  el número de módulos en serie. De esta forma la cantidad de  $N_p$  define la corriente total del generador y  $N_s$  define la tensión del generador.

Al tener tantos módulos en serie y en paralelo conectados entre sí es necesario tener en cuenta un fenómeno que altera las características reales de los módulos que componen el generador fotovoltaico, las pérdidas por dispersión de parámetros, los cuales provocan que la potencia eléctrica total sea inferior a la suma de las individuales.

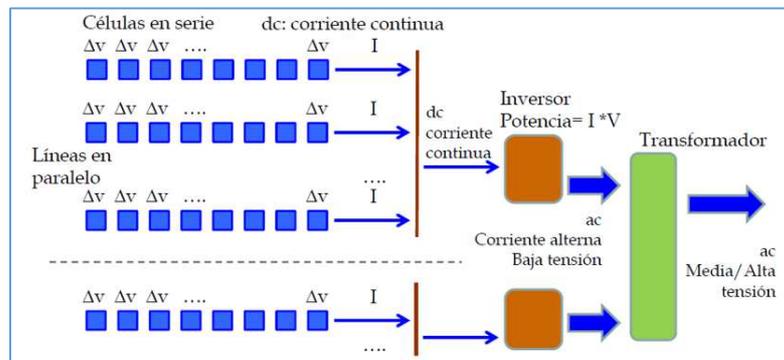


Figura 15: Esquema conexión módulos instalación solar. Fuente: Apuntes asignatura Centrales y Sistemas Energéticos

Para definir el número de módulos en serie se ha utilizado las limitaciones de tensión del inversor elegido, de forma que  $N_s$  debe cumplir la tensión mínima de funcionamiento de inversor en condiciones de calor y la tensión máxima del inversor en condiciones de frío.

Para definir el número de módulos en paralelo se ha utilizado la limitación de intensidad del inversor elegido, de forma que  $N_p$  debe cumplir la máxima intensidad que puede tener el inversor en las condiciones pésimas (corto circuito y calor).

Finalmente se comprobaba que la potencia de los módulos en paralelo y en serie no supere a la potencia máxima del inversor.

Para poder aplicar las fórmulas se han obtenido los siguientes datos:

- Programa de cálculo PVGIS-CMSAF.
  - $T^{\circ}$  máx y  $T^{\circ}$  mín

Mes	Tmax	Tmin
Enero	15,9	7,4
Febrero	15,9	6,9
Marzo	18	8,4
Abril	20,4	11,2
Mayo	23,8	14,9
Junio	27,5	19,1
Julio	30,1	22,3
Agosto	30,1	22,3
Septiembre	27,5	18,8
Octubre	24,1	15,2
Noviembre	19,1	11,5
Diciembre	16,3	7,8

Tabla 3:  $T^{\circ}$  máx y  $T^{\circ}$  mín

- Irradiancia máxima  $S_{max}$

Mes	$S_{max}$
Enero	844
Febrero	943
Marzo	985
Abril	1010
Mayo	965
Junio	921
Julio	925
Agosto	950
Septiembre	964
Octubre	966
Noviembre	876
Diciembre	795

Tabla 4:  $S_{m\acute{a}x}$

- Inversor HEC PLUS 400V FS1003CH

$V_{max\ DC}$	1000 V
$V_{max\ DC(MMP)}$	820 V
$V_{min\ DC(MMP)}$	648 V
$I_{max\ DC(MMP)}$	1740 A

Tabla 5: Características eléctricas inversor

- Módulo fotovoltaico JAP60S01-280/SC

$V_{ocSTC}$	38,65 V
$I_{sc}$	9,37 A
$V_{mppSTC}$	31,61 A
$\alpha_{Isc}$	+0,058%/°C
$\beta_{Voc}$	-0,330%/°C

Tabla 6: Características eléctricas módulo fotovoltaico

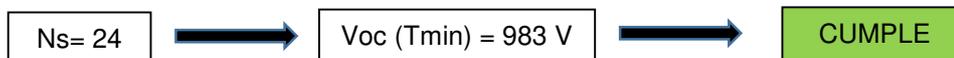
### 7.3.1. Módulos en serie

- Limitación por máxima tensión admisible por frío en circuito abierto.

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

$$T_{stc} (^{\circ}C) = 25$$

$$V_{oc}(T_{min}) < V_{max\ DC} = 1000V$$

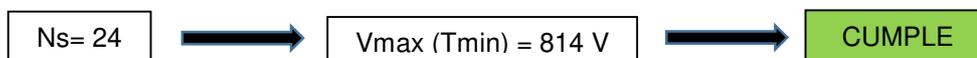


- Limitación por máxima tensión en funcionamiento óptimo por frío.

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

$$T_{stc} (^{\circ}C) = 25$$

$$V_{max}(T_{min}) < V_{max\ DC(MMP)} = 820V$$



- Limitación por mínima tensión en funcionamiento óptimo por calor.

$$V_{\min}(T_{\max}) = N_s \cdot \left( V_{mpp}^{STC} + (T_{\max} - T^{STC}) \cdot \mu_V \right)$$

$$T_{stc} (^{\circ}C) = 25$$

$$V_{\min}(T_{\max}) > V_{\min DC} (MMP) = 648V$$

$$N_s = 21$$

$$V_{\min}(T_{\max}) = 650 V$$

CUMPLE

La cantidad de módulos en serie elegido es de 24 ya que permitirá obtener una mayor potencia debido al aumento de tensión, de forma que se aprovecha mejor el potencial del inversor.

### 7.3.2. Módulos en paralelo

- Limitación por máxima intensidad admisible con máxima irradiancia y máxima temperatura en corto circuito.

$$I_{sc}^{\max}(T_{\max}) = N_p \cdot \left( I_{sc}^{\max} + (T_{\max} - T^{STC}) \cdot \mu_A \right)$$

$$I_{sc}^{\max} = \frac{S^{\max}}{S^{STC}} I_{sc}^{STC}$$

$$S_{\max} (W/m^2) = 1010$$

$$S_{stc} (W/m^2) = 1000$$

$$T_{stc} (^{\circ}C) = 25$$

$$I_{\max}(T_{\max}) < I_{\max DC} (MMP) = 1740A$$

$$N_p = 183$$

$$I_{\max}(T_{\max}) = 1737 A$$

CUMPLE

- Limitación por potencia máxima del inversor.

$$P_{\max} \text{ inversor} \geq N_p \cdot (N_s \cdot P_{\max} \text{ modulo})$$

$$N_p = \frac{P_{\max} \text{ inversor}}{N_s \cdot P_{\max} \text{ modulo}}$$

$$P_{\max} \text{ modulo} = 280 W$$

$$P_{\max} \text{ inversor} = 1435 kW$$

$$N_p = 212$$

La cantidad de módulos en paralelo elegido es de 183, aunque la cantidad de 212 por la limitación de potencia máxima del inversor sí que cumple, con la limitación máxima de intensidad admisible no cumple.

### 7.3.3. Orientación

Al situarse España en el hemisferio norte, la orientación de los módulos fotovoltaicos de nuestra instalación será hacia el sur.

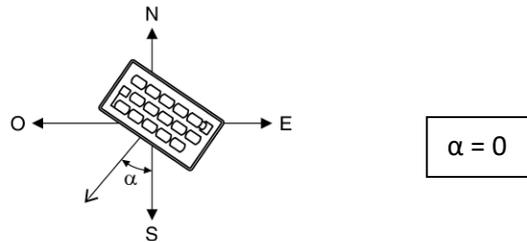


Figura 16: Orientación módulos. Fuente: Elaboración propia

### 7.3.4. Inclinación

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno).	$\beta_{opt} = \phi + 10$

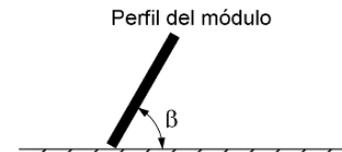


Figura 17: Inclinación módulos. Fuente: Elaboración propia

Como interesa que la máxima captación de energía solar sea en verano, ya que la mayor demanda de agua de nuestro bombeo coincide con los meses de verano (mayor radiación), el valor final elegido de inclinación de los módulos será:

$$\text{Latitud } (\phi) = 39,29888 \text{ N}$$

$$\beta = 20^\circ$$

### 7.3.5. Distancia de separación entre módulos

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

h: altura de la placa

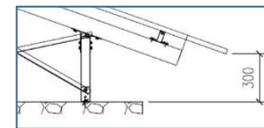
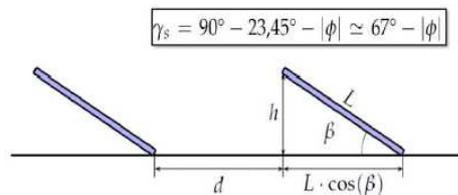


Figura 18: Distancia entre módulos. Fuente: Elaboración propia

$\beta =$	20
Latitud ( $\phi$ )=	39,29888
L (m)=	3,3

$$h = \text{sen } (\beta) * L = 1,12866 + 0,3 = 1,42866 \text{ m}$$

$$\gamma_s = 67 - \phi = 27.7^\circ$$

$$\text{Tan } (\gamma_s) = 0.52504$$

$$d = h / \text{tan } (\gamma_s) = 2,72 \text{ m}$$

Distancia entre los apoyos al suelo de los módulos =  $L * \cos(\beta) + d = 5,82 \text{ m}$

De esta forma la distancia de separación entre las distintas filas de módulos montadas en paralelo, para no verse afectados por las sombras proyectadas es de 5,82 metros.

### 7.3.6. Superficie ocupada

Saber la superficie ocupada por módulo permite saber cuánto espacio necesitará nuestra instalación. La superficie real de un módulo no coincide con el área que este ocupa ya que al estar instalado sobre un soporte con una inclinación es necesario tener en cuenta la sombra que proyecta el módulo sobre los módulos siguientes. Esta distancia se ha calculado anteriormente en el apartado 7.3.5.

- Superficie ocupada por el módulo = Distancia entre apoyo al suelo \* (Anchura del módulo + separación (20mm))
- Superficie generada = Longitud módulo \* Anchura módulo
- Superficie útil = superficie generadora/ superficie ocupada

$$\text{Superficie ocupada} = 5,82 * (0.991+0.02) = 5,88 \text{ m}^2$$

$$\text{Superficie generada} = 1.65 * 0.991 * 2 = 3,27 \text{ m}^2$$

$$\text{Superficie útil (\%)} = 55,6 \%$$

El área que ocupará la instalación con todos los módulos será de:

$$\text{Nº módulos x Superficie ocupada} = 12 \times 183 \times 5,88 = 12.912,48 \text{ m}^2$$

$$\text{Superficie inversor + transformador} = 20,98 \text{ m}^2$$

$$\text{Vías de servicio (30\% área ocupada por módulos)} = 3.873,74 \text{ m}^2$$

La superficie final aproximada que ocupará la instalación solar tendrá en cuenta la superficie de los módulos, la distancia de separación entre ellos para evitar las sombras, el área del inversor, transformador, estación de impulsión, y los caminos de servicio. Esta superficie será igual a 16.807,2 m<sup>2</sup>.

#### 7.4. PRODUCCIÓN

Para calcular la producción anual de la instalación solar hay dos métodos posibles:

- Un método simplificado calculado con la herramienta informática PVGIS.
- Un método de integración del cálculo eléctrico horario

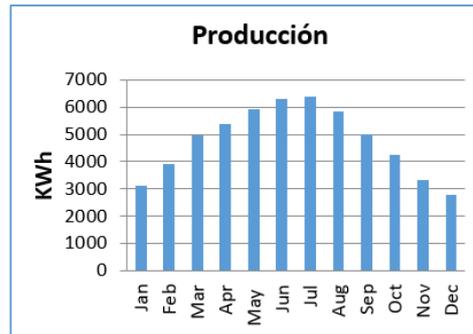
Se ha utilizado el método de integración del cálculo eléctrico horario ya que el simplificado sobreestima los resultados alrededor de un 5% de diferencia. En el que se ha aplicado la curva característica del módulo fotovoltaico a cada hora del año (Irradiancia – Temperatura ambiente).

$$P(\text{modulo})_{\text{hora}} = I_{mpp}(S_{\text{hora}}, T_{\text{hora}}) \cdot V_{mpp}(S_{\text{hora}}, T_{\text{hora}})$$

$$V_{mpp} = V_{mpp}^{STC} + (T - T^{STC})\mu_V$$
$$I_{mpp} = \frac{S}{S^{STC}} I_{mpp}^{STC} + (T - T^{STC})\mu_A$$

$$T = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot S$$

Los datos de irradiancia y temperatura ambiente se han obtenido utilizando la herramienta informática PVGIS, que introducidos posteriormente en una hoja de cálculo Excel y aplicando las fórmulas anteriores se ha obtenido la producción de un módulo en cada uno de los meses del año, que multiplicado por el número de módulos de la instalación se pasa a obtener la producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica.



No toda la energía producida es consumida por la impulsión de agua, ya que habrá horas en las que no será necesaria tanta energía por lo que será vertida a la red para ser vendida. En cambio habrá otros momentos del día en la que la producción no será la suficiente y será preciso comprar energía de la red eléctrica. Esta interacción entre producción y demanda será analizada para cada una de las alternativas propuestas.

### 7.5. PRECIO DE LA ENERGÍA

Como se acaba de ver en el apartado 7.4, la instalación se verá obligada a comprar energía de la red cuando la necesite y a vender energía cuando no vaya a ser utilizada. Además toda esa energía que se autoconsume pasa a ser energía ahorrada por lo que es energía que no hay que comprar a la red. Por lo tanto para poder realizar el análisis económico de la instalación es necesario saber cuánto vale cada una de estas energías.

Para conocer el precio de la energía en España se consultan los informes anuales de (OMIE,2018), *Operador del Mercado Ibérico Español*. Se encarga de gestionar el mercado spot en la Península Ibérica (España y Portugal). En otros países encontramos otros mercados como *Nord Pool Spot* (países nórdicos), *EPEXSpot* (Francia, Alemania y Centroeuropa) o *GME* (Italia).

Su funcionamiento es el siguiente: se fijan los precios de la electricidad diariamente todos los días del año a las 12:00 horas para las 24 horas del día siguiente. El precio para una hora determinada se determina con el cruce entre la oferta y la demanda siguiendo los modelos algorítmicos adoptados por la Unión Europea.

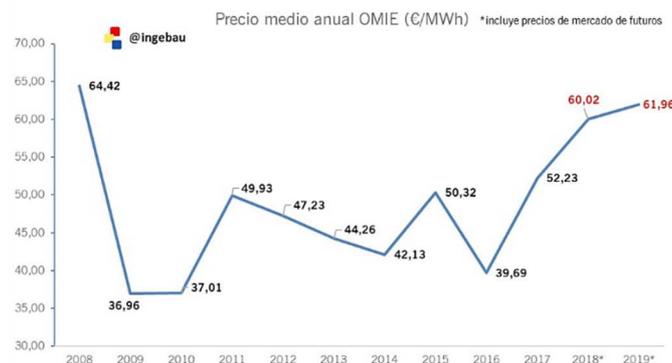


Figura 19: Precio de venta energía eléctrica. Fuente: OMIE

Por otra parte, el precio de compra de la energía para los meses en los que la producción de energía no sea suficiente para cubrir la demanda tendrá un valor estimado de 120 €/MWh. (IPSOM, 2018)

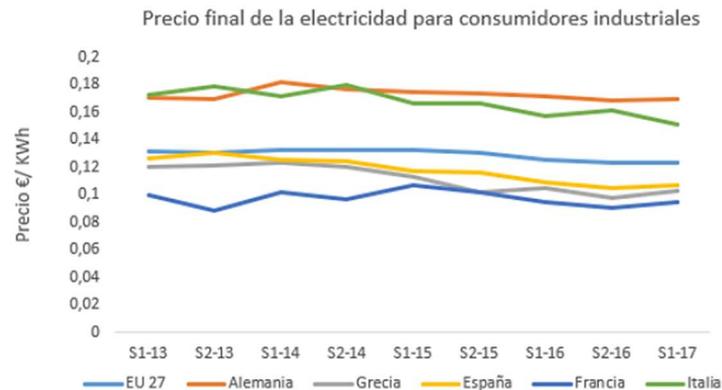


Figura 20: Precio de compra energía eléctrica. Fuente: IPSOM

Como se puede observar en la gráfica el precio de compra también tiene una tendencia ascendente para los próximos años. Este precio incluye todos los impuestos y costes regulados que se soportan junto con el recibo de la electricidad para el sector industrial.

## 7.6. AUTOCONSUMO

El objetivo de usar un sistema solar fotovoltaico es poder producir y autoconsumir la mayor cantidad de energía posible para reducir la necesidad de comprar de la red la energía necesaria.

Como nos habla (MUÑOZ, 2018), El autoconsumo eléctrico en España viene regulado por la siguiente legislación:

- RD 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- RD 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- RD 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- RD 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

En el RD 900/2015, de 9 de octubre encontramos la regulación conocida como “Impuesto al Sol”. En la actualidad esta legislación se ve modificada por la entrada en vigor de un nuevo decreto ley (BOE, 2018), redactado por el actual gobierno de España en el que se introducen nuevas mejoras para impulsar el autoconsumo de energía eléctrica y eliminar el conocido impuesto al sol.

Este es el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Esta proposición de Ley introduce tres principios fundamentales que regirán el autoconsumo:



- i) Se reconoce el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos.
- ii) Se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de escala.
- iii) Se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica, especialmente para las instalaciones de pequeña potencia.

Una de las modificaciones de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, es la del artículo 9, en la cual encontramos:

1. Se entenderá por autoconsumo, como el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos. Se podrán distinguir dos modalidades:
  - a) Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. . Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.
  - b) Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes. Cuando las instalaciones de generación puedan, 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, el sujeto consumidor y el productor.
  
5. La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. En el caso en que se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo se podrán establecer las cantidades que resulten de aplicación por el uso de dicha red de distribución. Los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores.

Gracias a esta modificación de ley se evita tener que pagar peajes y cargos por la energía autoconsumida:

1. *Artículo 16 del RD 900/2015.* Peajes de acceso a las redes de aplicación a las modalidades de autoconsumo.
2. *Artículo 17 del RD 900/2015.* Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico.
3. *Artículo 18 del RD 900/2015.* Cargo por otros servicios del sistema.

Como la instalación a estudiar esta dentro del segundo tipo (autoconsumo con excedentes) será necesario tener una conexión con la red eléctrica. Está conexión no es solo necesaria para vender el excedente energético a la red sino que es también necesaria para poder comprar energía cuando la producción no supe la demanda en una hora concreta. Por lo tanto será necesario pagar unos peajes y cargos por el acceso a la red, costes del sistema, etc.

Estos costes están incluidos dentro de los precios de energía del sector industrial que ya se pagan al comprar y vender energía, explicados en el apartado 7.5 de este estudio.

## 8. PLANTEAMIENTO ALTERNATIVAS

Hasta ahora se ha visto las condiciones y procedimiento para prediseñar una instalación solar fotovoltaica. Debido a las condiciones de demanda y producción es posible diseñar varias soluciones para que el aprovechamiento de la energía obtenida por el sol sea la máxima posible y a su vez sacar la mayor rentabilidad posible.

### 8.1. HIPÓTESIS DE CÁLCULO

Para obtener la mejor solución al estudio planteado en este Trabajo final de Grado se han realizado varias alternativas dentro de dos hipótesis de cálculo.

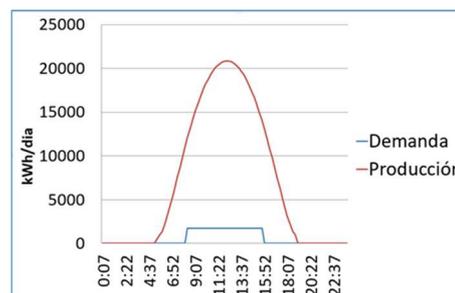
Las hipótesis están basadas en las condiciones hidráulicas de la estación de bombeo, con la finalidad de responder a la pregunta, ¿mejorar las condiciones hidráulicas permitirá obtener una mayor rentabilidad en el diseño final?:

- Hipótesis 1: Basada en mantener las condiciones hidráulicas iniciales del proyecto ya existente. Una potencia de bombeo de 855,201 kW, permitirá bombear un caudal de 1'5 m<sup>3</sup>/s y salvar una altura de 46 m con unas pérdidas de 3.4 m. La conducción de diseño será de PRFV con una longitud de 2951 m y un diámetro nominal de 1000mm.
- Hipótesis 2: Modificar las condiciones hidráulicas iniciales aumentando el caudal a 3 m<sup>3</sup>/s. Será necesario una potencia de impulsión de 1710.4 kW para superar una altura de 46 m y unas pérdidas de 3,4m. La conducción será de PRFV con una longitud de 2951m y un diámetro nominal de 1300mm.

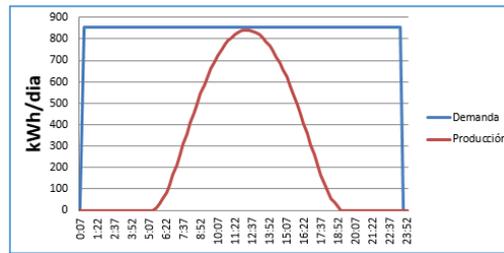
### 8.2. ALTERNATIVAS

Las alternativas planteadas dentro de cada hipótesis son las siguientes:

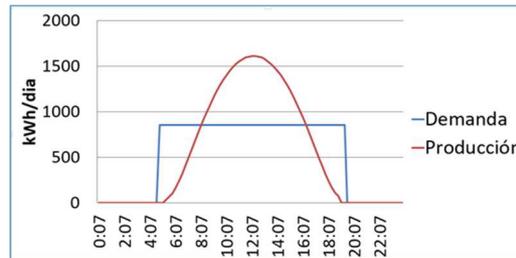
- Autosuficiencia: alternativa en la que la producción sea siempre superior a la demanda necesaria para cualquier momento del día de manera que no sea necesario comprar energía eléctrica de la red.



- Igualación de potencias: alternativa en la que la potencia máxima producida sea igual a la potencia máxima demandada durante el año.



- Igualación de energías: alternativa en el que el volumen de energía comprada sea igual a la energía vendida.



Para el resto del estudio la alternativa Igualación de Potencias será llamada como Alternativa 1 y la alternativa Igualación de Energías será llamada como Alternativa 2.

## 9. DISEÑO ALTERNATIVAS

### 9.1. IRRADIACIÓN

Todas las alternativas están situadas en el mismo emplazamiento por lo que la energía del sol que recibirán las placas fotovoltaicas será la misma para todas ellas.

Como ya se ha explicado en el apartado 7.1, el programa informático utilizado es el PVGIS. Para obtener los valores de irradiación se han ido introduciendo datos iniciales como las coordenadas del emplazamiento, inclinación y orientación de los módulos, material de las celdas del módulo, pérdidas del sistema, etc.

Month	H(20)	lopt	TL	TD
Ene	3430	63	3,6	13
Feb	4340	56	3,6	13,1
Mar	5590	42	4,3	15,3
Abr	6090	27	4,3	18,1
May	6850	14	4,9	21,4
Jun	7420	7	5,5	25,1
Jul	7580	10	5,5	27,8
Ago	6900	22	5,3	27,9
Sep	5780	37	4,8	25,2
Oct	4810	51	3,7	21,8
Nov	3680	61	3,5	16,9
Dic	3060	65	3,7	13,6
Anual	5470	35	4,4	19,9

Tabla 7: Irradiación anual

Donde:

H(20): Irradiación en un plano inclinado 20 grados. (Wh/m<sup>2</sup>/day)

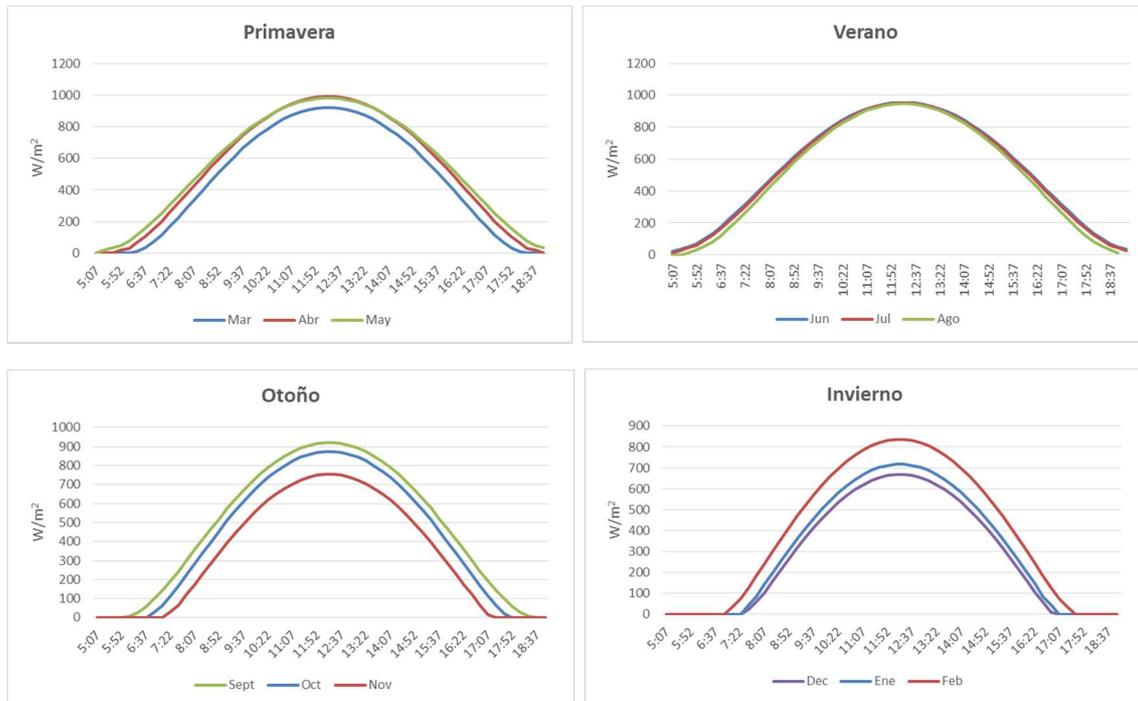
lopt: Inclinación óptima del módulo (deg.)

TL: Turbidez del aire (-)

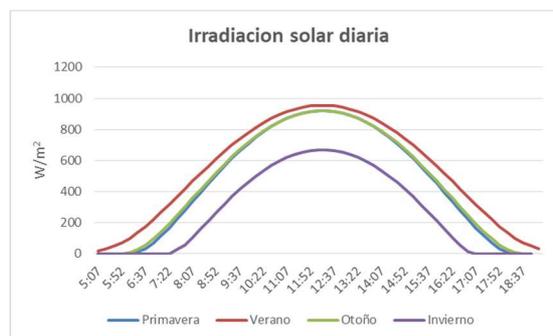
TD: Media de temperatura diaria (°C)

De esta forma se ha obtenido la irradiación anual que permite tener una idea genérica y rápida de la viabilidad del emplazamiento, y también la irradiación diaria mensual lo que permite aproximarse lo suficiente para poder calcular la producción por horas.

Las siguientes gráficas muestran la irradiación diaria mensual clasificada cuatrimestralmente.



Si se comparan se puede observar la diferencia entre los meses de verano e invierno, y también la igualdad entre los meses de primavera y otoño.



Se podrá comprobar más tarde como la representación gráfica de la producción de energía mensual guarda una relación (en cuanto a su tendencia) con la irradiación diaria.

## 9.2. DEMANDA

Para calcular la energía necesaria para bombear la cantidad de agua diaria a lo largo del año (energía demandada) se ha aplicado la siguiente fórmula:

$$E \text{ (kWh)} = g \cdot Q \cdot H \cdot t / \eta$$

Donde:

- $g$  es la aceleración de la gravedad,  $9,81 \text{ m/s}^2$
- $Q$  es el caudal a impulsar
- $H$  es la altura manométrica
- $T$  es el número de horas que se bombea
- $\eta$  es la eficiencia media de la bomba =  $0,85$

Para calcular la potencia de la estación de bombeo se aplica la misma fórmula pero sin multiplicar por el número de horas:

$$P \text{ (kW)} = g \cdot Q \cdot H / \eta$$

- Demanda Hipótesis 1 ( $Q = 1,5 \text{ m}^3/\text{s}$ )

Potencia = 855.201 kW

	hm3/mes	días	h/día	Demanda (kWh)
Ene	0,41	31	2,5	65.248
Feb	0,63	28	4,1	99.139
Mar	1,88	31	11,2	297.736
Abr	1,63	30	10,0	257.827
May	2,44	31	14,6	386.424
Jun	3,89	30	24,0	615.744
Jul	3,89	31	23,2	615.744
Ago	3,89	31	23,2	615.744
Sep	3,05	30	18,8	483.188
Oct	2,01	31	12,0	318.799
Nov	0,41	30	2,5	64.773
Dic	0,80	31	4,8	126.696
ANUAL	24,92	TOTAL		3.947.070

Tabla 8: Demanda hipótesis 1

- Demanda Hipótesis 2 ( $Q = 3 \text{ m}^3/\text{s}$ )

Potencia = 1710,402 kW

	hm3/mes	días	h/día	Demanda (kWh)
Ene	0,41	31	1,2	65.248
Feb	0,63	28	2,1	99.139
Mar	1,88	31	5,6	297.736
Abr	1,63	30	5,0	257.827
May	2,44	31	7,3	386.424
Jun	3,89	30	12,0	615.744
Jul	3,89	31	11,6	615.744
Ago	3,89	31	11,6	615.744
Sep	3,05	30	9,4	483.188
Oct	2,01	31	6,0	318.799
Nov	0,41	30	1,3	64.773
Dic	0,80	31	2,4	126.696
ANUAL	24,92	TOTAL		3.947.070

Tabla 9: Demanda hipótesis 2

Como se ha podido observar, aumentado el caudal se reducen las horas de bombeo necesarias para cubrir la demanda. De esta forma se concentra la demanda en las horas de producción de energía de las placas fotovoltaicas por lo que favorece el autoconsumo reduciendo la necesidad de comprar energía de la red.

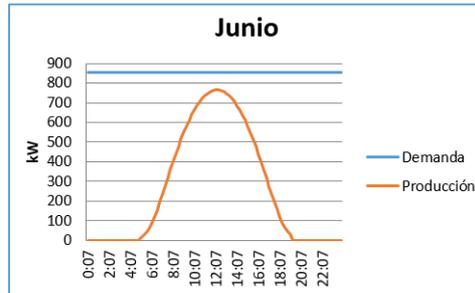
### 9.3. ALTERNATIVA AUTOCONSUMO

Como se ha podido observar tanto para la hipótesis 1 como para la 2 es necesario para algunos meses bombear 12 horas o más, por lo que para poder tener un autoconsumo completo se

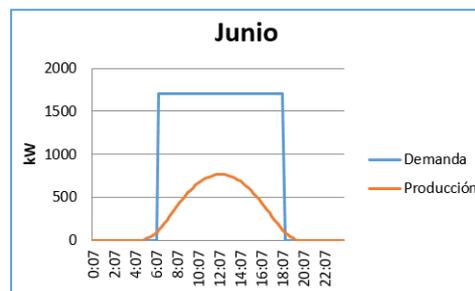
debería estar produciendo energía a través de los módulos fotovoltaicos durante esas horas. Como es obvio no hay tantas horas de sol disponibles para cubrir esa demanda.

A continuación se puede ver lo que ocurre el mes de junio, el mes con más horas de bombeo, cuando combinamos los datos de producción y demanda.

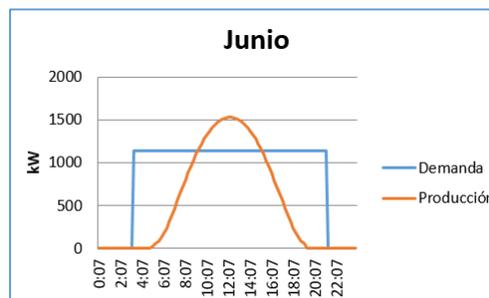
- Hipótesis 1:



- Hipótesis 2:



Aunque se redistribuya la demanda para acercarse más a la producción y reducir la cantidad de energía comprada a la red, es imposible dejar de comprar energía. Una solución podría ser aumentar la potencia instalada, pero el resultado sigue siendo el mismo, sigue habiendo horas de necesidad de demanda en la que no hay horas de sol para cubrir esa demanda. Como ejemplo, en la siguiente gráfica se ha aumentado la potencia instalada al doble.

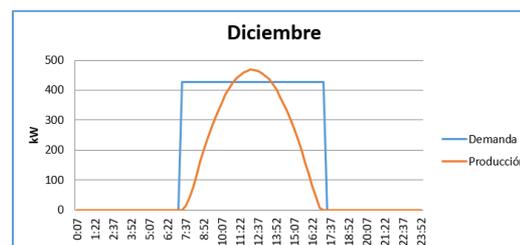
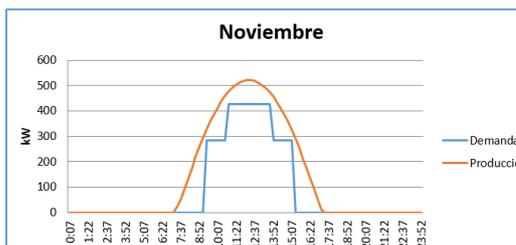
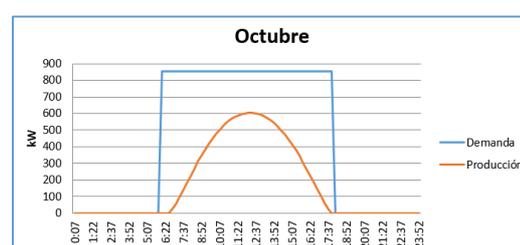
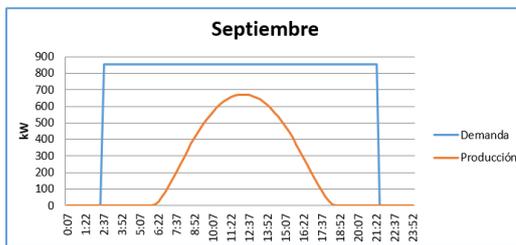
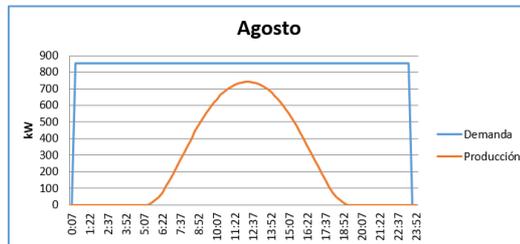
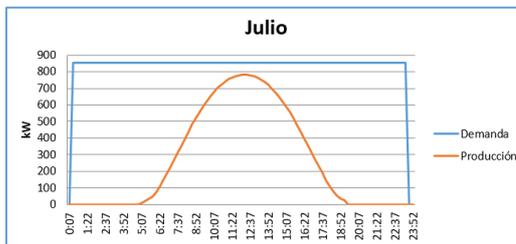
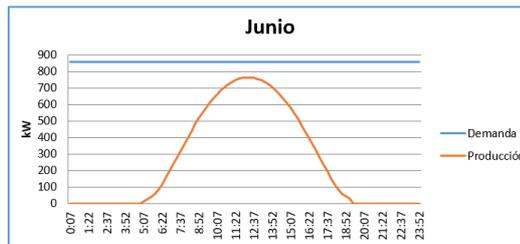
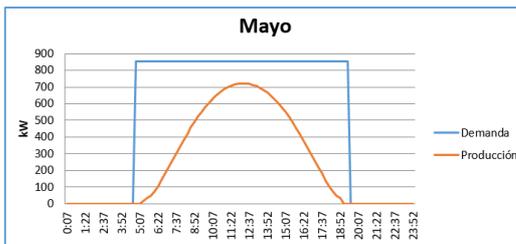
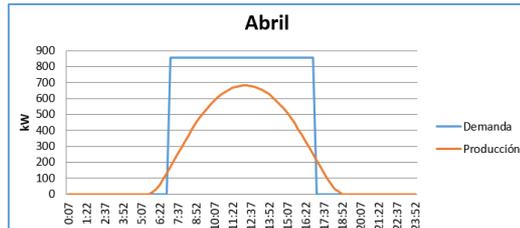
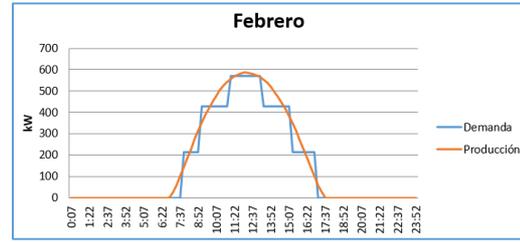
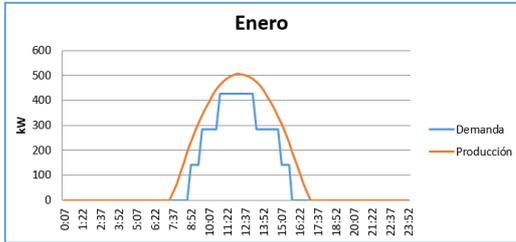


Por lo tanto esto nos lleva a que la alternativa de autoconsumo, tanto para la hipótesis 1 como para la hipótesis 2 quede descartada.

## 9.4. HIPÓTESIS 1. ALTERNATIVA 1

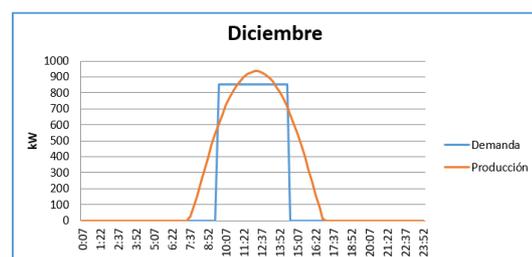
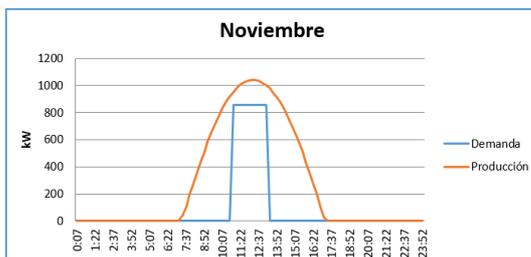
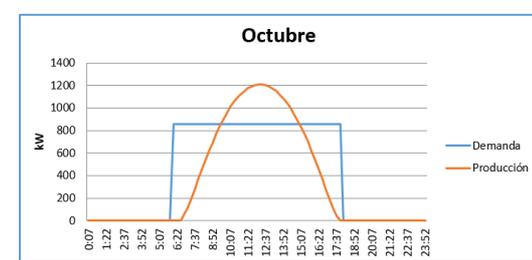
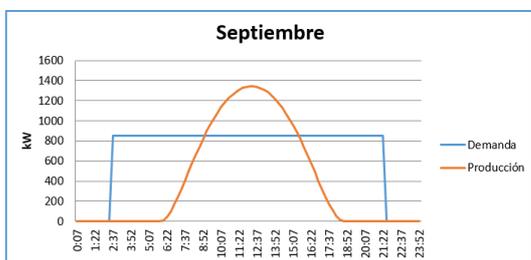
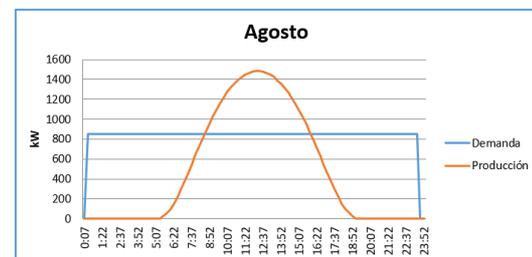
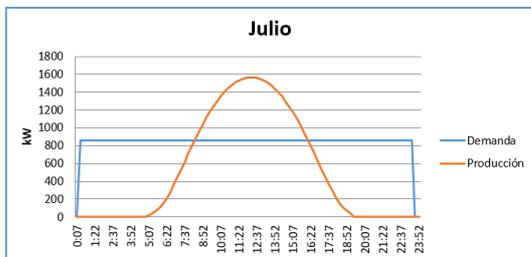
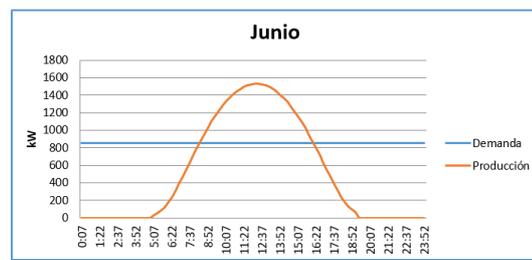
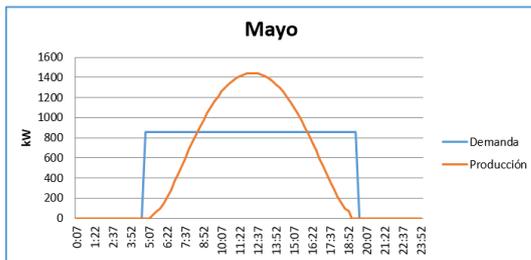
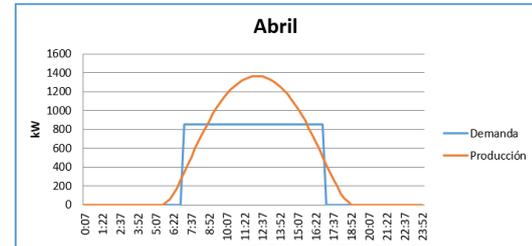
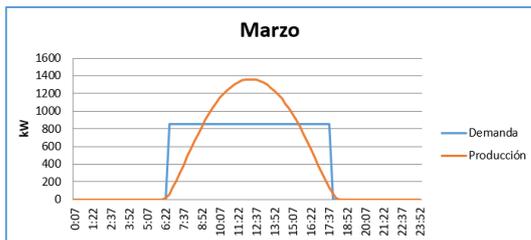
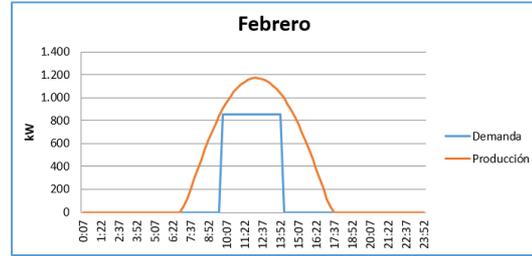
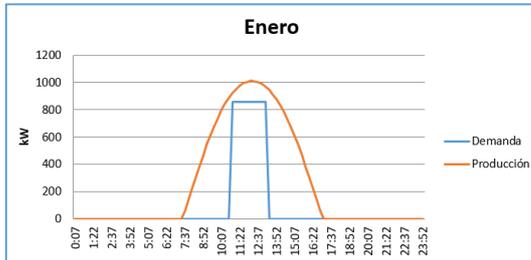
La instalación estará formada por 24 módulos en serie por 283 líneas en paralelo calculado en el apartado 7.3.1 y 7.3.2 y un inversor.

A continuación se representan la relación demanda-producción diaria media durante todos los meses del año. Se ha realizado una distribución de la demanda para aprovechar las horas de sol y así ajustar la demanda a la producción de los módulos fotovoltaicos.



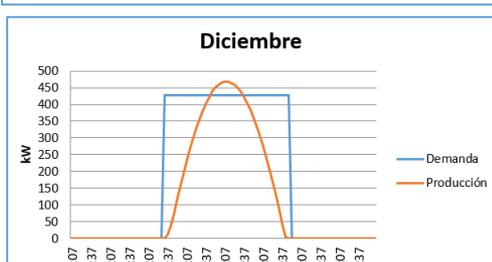
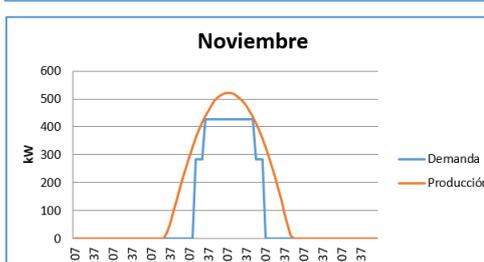
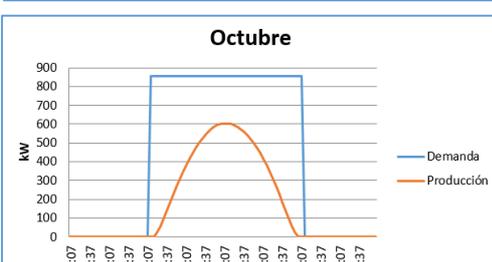
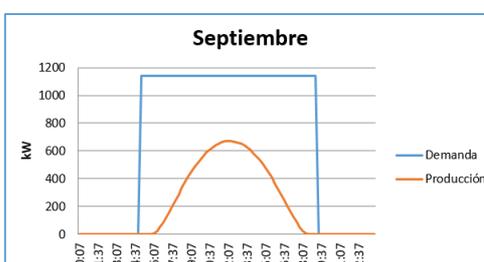
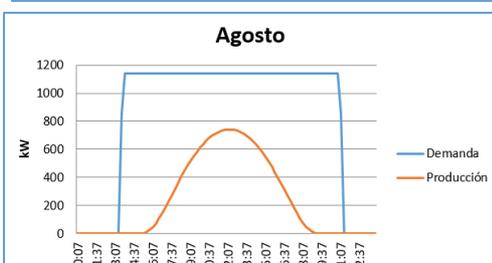
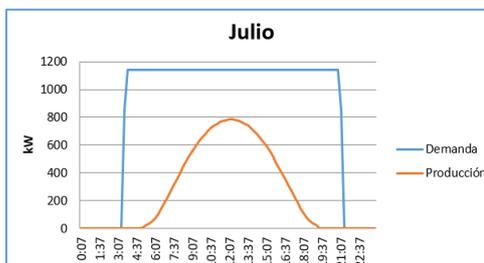
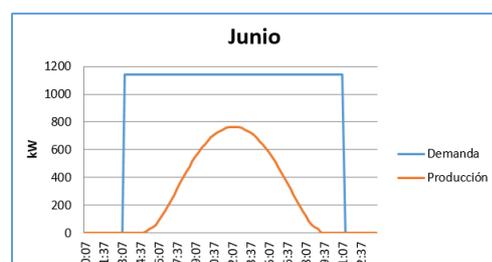
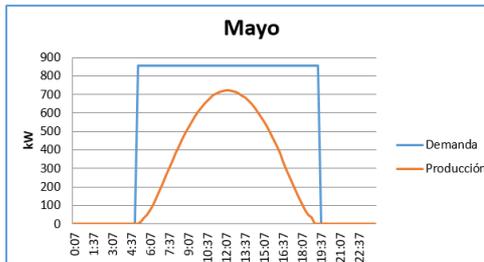
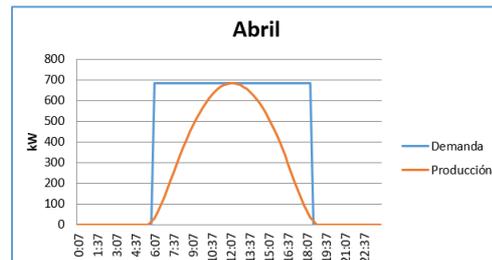
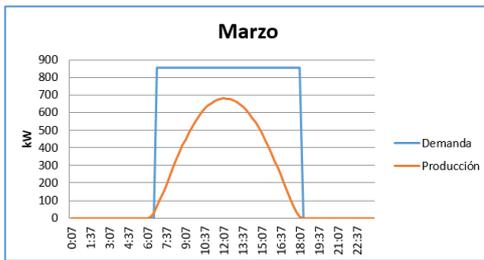
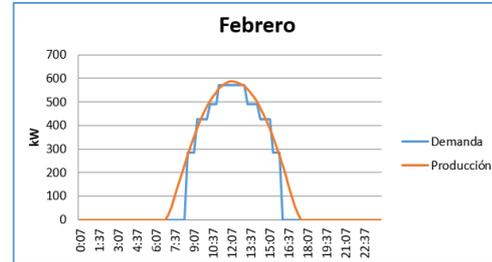
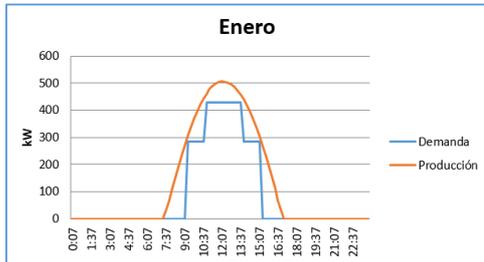
## 9.5. HIPÓTESIS 1. ALTERNATIVA 2

La instalación se verá aumentada al doble, y estará formada por 24 módulos en serie por 366 líneas en paralelo y dos inversores.



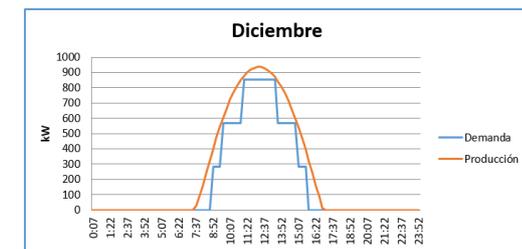
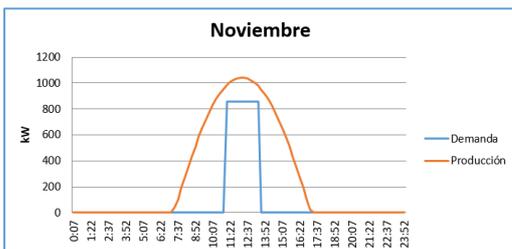
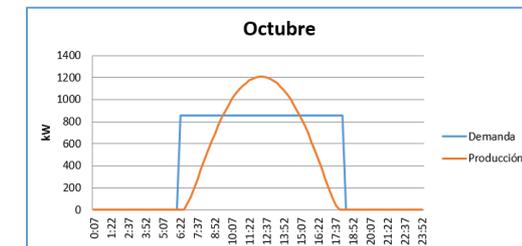
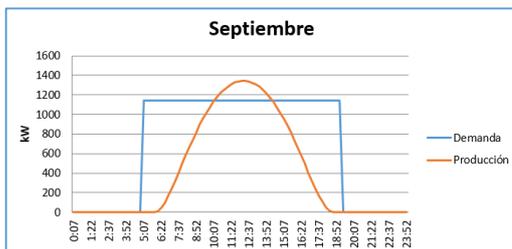
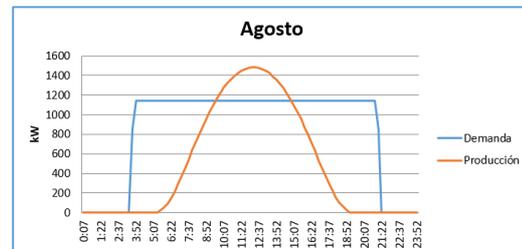
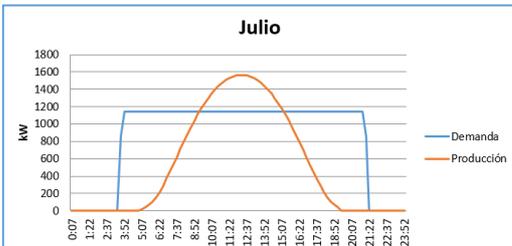
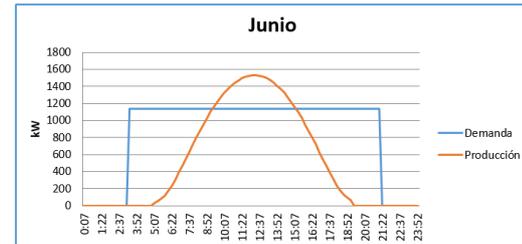
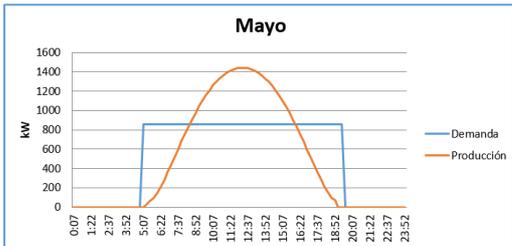
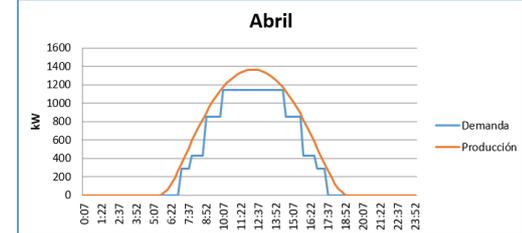
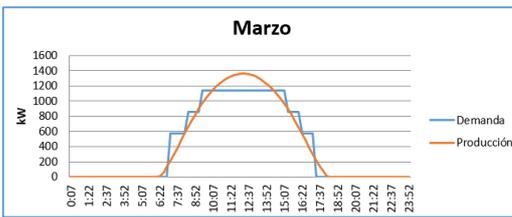
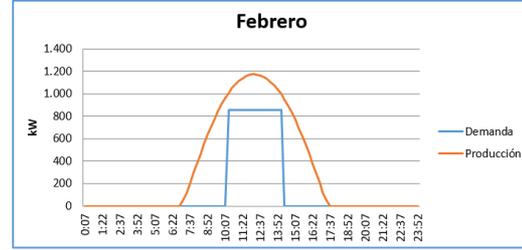
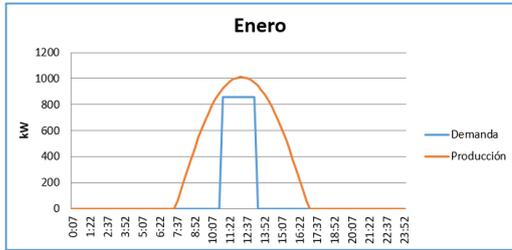
**9.6. HIPÓTESIS 2. ALTERNATIVA 1**

La instalación estará formada por 24 módulos en serie por 283 líneas en paralelo y un inversor. La potencia de diseño es mayor, 1.710,402 kW, para impulsar un caudal de 3 m<sup>3</sup>/s.



**9.7. HIPÓTESIS 2. ALTERNATIVA 2**

La instalación se verá aumentada al doble, y estará formada por 24 módulos en serie por 366 líneas en paralelo y dos inversores. Además la potencia de diseño es mayor, 1.710,402 kW, para impulsar un caudal de 3 m<sup>3</sup>/s.



## 10. ESTUDIO ECONÓMICO

Después de haber definido las diferentes alternativas para cada hipótesis se estudia la viabilidad económica para una vida útil de 25 años. Como consecuencia de la interacción entre las curvas de demanda y de producción se pueden obtener los valores de energía total autoconsumida, el excedente producido y la compra a la red necesaria.

Por lo tanto, haciendo un resumen anual de estos valores y multiplicando por el precio de venta y compra de la energía explicada en el apartado 7.5, se podrá estudiar los costes de explotación de la instalación solar fotovoltaica de cada una de las alternativas.

Se tendrá en cuenta el coste de las expropiaciones necesarias para la instalación de la planta solar fotovoltaica. Esta expropiación deberá hacerse de acuerdo con el Real Decreto 1492/2011 Valoración de la Ley de Suelo. Será necesario justificar debidamente que el proyecto es de interés general.

Los terrenos a expropiar son de carácter rústico, apartados de núcleos urbanos. La superficie a ocupar es directamente proporcional al número de módulos a instalar, por lo que el coste de la expropiación se ha incluido en el precio de inversión de cada una de las alternativas. El valor escogido es:

- 3% de la inversión inicial

El beneficio que se obtiene anualmente no se consigue solo con el excedente que se vende a la red eléctrica, sino con la cantidad de energía que habría que pagar de no haber implantado una instalación fotovoltaica. Este sumando será la energía total autoconsumida multiplicada por el precio de compra de la energía, fijado en 0.120 €/kWh.

Para la selección de la alternativa más rentable se ha utilizado un modelo económico en el que se calculan los indicadores de rentabilidad:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Payback (Año a partir del cual se recupera la inversión)

### 10.1. VAN

Es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuándo se va a ganar o perder con esa inversión a  $x$  años desde su implantación.

Esto es debido a que el valor del dinero no se mantiene constante con los años. Para su cálculo es necesario aplicar una tasa de descuento " $r$ ", que permite actualizar el precio del dinero año a año. Para este estudio se ha utilizado una tasa de descuento del 4% común para inversiones en proyectos de obra civil y una tasa del 10% común en inversiones más genéricas con el fin de tener otro dato con el comparar.

El VAN indicará que alternativas son rentables para una vida útil de 25 años y además decidir qué inversión es mejor que otras.

- Si el VAN > 0: la inversión generará beneficios
- Si el VAN = 0: la inversión no generará beneficios ni pérdidas.

- Si el VAN < 0: la inversión generará pérdidas por lo que el proyecto debe ser rechazado

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+r)^i} \cdot ((I_i - G_i) - Inversión)$$

Donde:

- n es el periodo considerado en el análisis económico (número de años i)
- Ii son los ingresos del año i (€)
- Gi son los gastos del año i (€)

### 10.2. TIR

Es un indicador económico muy útil relacionado con el VAN, ya que se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Se expresa como un porcentaje.

Siendo k el valor de la tasa de descuento para calcular el VAN:

- Si TIR > k: el proyecto de inversión será aceptado. A mayor TIR mayor rentabilidad tendrá el proyecto.
- Si TIR = 0: estaríamos en la situación en la que el VAN sería igual a cero.
- Si TIR < 0: el proyecto debe rechazarse, ya que no se alcanza la rentabilidad mínima que se pide para la inversión.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+TIR)^i} \cdot ((I_i - G_i) - Inversión) = 0$$

### 10.3. PAYBACK

Indicador económico que define el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Si el valor del VAN no resulta positivo llegado el fin de la vida útil, no se determinará el año de recuperación de la inversión.

### 10.4. HIPÓTESIS 1. ALTERNATIVA 1

Resultados mensuales de energía.

GWh	Producción	Venta	Autoconsumo	Compra
Ene	0,10	0,03	0,07	0,00
Feb	0,11	0,01	0,10	0,00
Mar	0,15	0,00	0,15	0,14
Abr	0,16	0,01	0,15	0,10
May	0,18	0,00	0,18	0,21
Jun	0,19	0,00	0,19	0,43
Jul	0,20	0,00	0,20	0,42
Ago	0,18	0,00	0,18	0,44
Sep	0,15	0,00	0,15	0,34
Oct	0,13	0,00	0,13	0,19
Nov	0,10	0,04	0,06	0,00
Dic	0,09	0,00	0,08	0,05
Anual	<b>1,74</b>	<b>0,09</b>	<b>1,65</b>	<b>2,31</b>

Tabla 10: Hipótesis 1-Alternativa 1. Relación demanda-Producción

A continuación, los precios correspondientes a la inversión incluyen los gastos generales (13%) y el beneficio industrial (6%).

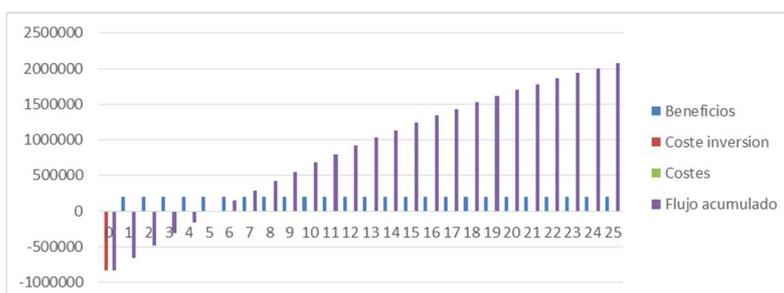
INVERSIÓN				
Parte solar	Unidad	Precio unitario	Potencia instalada	
Módulo fotovoltaico	€/W	0,3		
Inversor + Transformador	€/W	0,1		
Soporte	€/W	0,2		
Servicios auxiliares	€/W	0,1		
<b>TOTAL</b>	€/W	0,7	1229760	808328,00
Expropiaciones 3%				24249,84
<b>TOTAL INVERSIÓN €</b>				<b>832577,84</b>

COSTES DE OPERACIÓN	
Costes de operación de la inversión 2%	16651,56
<b>TOTAL COSTES OPERACIÓN €</b>	<b>16651,56</b>

INGRESOS ANUALES				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Autoconsumo de energía	€/MWh	120	1650,30	198036,52
Venta de energía excedente	€/MWh	55	89,13	4901,98
<b>TOTAL INGRESOS €</b>				<b>202938,50</b>

Tabla 11: Estudio económico Hipótesis 1 – Alternativa 1

A continuación, se calculan los valores del VAN, TIR y PAYBACK para calcular su rentabilidad. El valor del VAN para una tasa de descuento del 4% es de 2.886.099,62 € y un TIR de 15,60% por lo que la alternativa es rentable. El año de recuperación de la inversión es de 8 años. Se adjunta el gráfico del VAN.



### 10.5. HIPÓTESIS 1. ALTERNATIVA 2

Resultados mensuales de energía.

GWh	Producción	Venta	Autoconsumo	Compra
Ene	0,19	0,13	0,07	0,00
Feb	0,22	0,12	0,10	0,00
Mar	0,31	0,07	0,24	0,06
Abr	0,32	0,09	0,24	0,02
May	0,37	0,09	0,28	0,11
Jun	0,38	0,10	0,27	0,34
Jul	0,39	0,11	0,28	0,34
Ago	0,36	0,10	0,27	0,35
Sep	0,30	0,06	0,24	0,25
Oct	0,26	0,04	0,22	0,10
Nov	0,20	0,14	0,06	0,00
Dic	0,17	0,05	0,12	0,01
<b>Anual</b>	<b>3,48</b>	<b>1,10</b>	<b>2,39</b>	<b>1,58</b>

Tabla 12: Hipótesis 1-Alternativa 2. Relación demanda-Producción

A continuación, los precios correspondientes a la inversión.

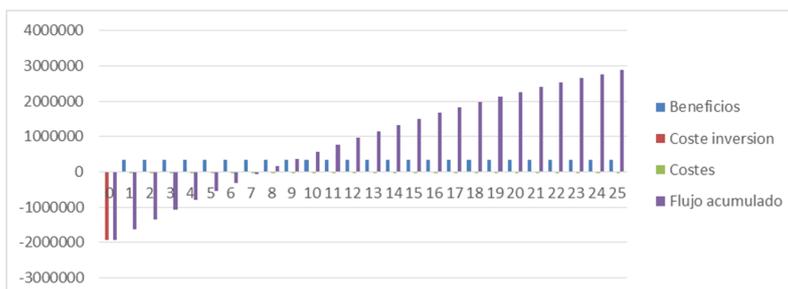
INVERSIÓN				
Parte solar	Unidad	Precio unitario	Potencia instalada	
Módulo fotovoltaico	€/W	0,3		
Inversor + Transformador	€/W	0,1		
Soporte	€/W	0,2		
Servicios auxiliares	€/W	0,2		
<b>TOTAL</b>	€/W	0,8	2459520	1862608,00
Expropiaciones 3%				55878,24
<b>TOTAL INVERSIÓN €</b>				<b>1918486,24</b>

COSTES DE OPERACIÓN	
Costes de operación de la inversión 2%	38369,72
<b>TOTAL COSTES OPERACIÓN €</b>	<b>38369,72</b>

INGRESOS ANUALES				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Autoconsumo de energía	€/MWh	120	2378,20	285384,47
Venta de energía excedente	€/MWh	55	1100,66	60536,23
<b>TOTAL INGRESOS €</b>				<b>345920,70</b>

**Tabla 13: Estudio económico Hipótesis 1 – Alternativa 2**

A continuación, se calculan los valores del VAN, TIR y PAYBACK para calcular su rentabilidad. El valor del VAN para una tasa de descuento del 4% es de 2.886.099,62 € y un TIR de 15,60% por lo que la alternativa es rentable. El año de recuperación de la inversión es de 8 años. Se adjunta el gráfico del VAN.



## 10.6. HIPÓTESIS 2. ALTERNATIVA 1

En esta hipótesis se ha tenido en cuenta el incremento económico (inversión y costes) que supondría incrementar la instalación hidráulica inicial (tuberías, bombas, excavaciones, mano de obra, etc.).

Resultados mensuales de energía.

GWh	Producción	Venta	Autoconsumo	Compra
<b>Ene</b>	0,10	0,03	0,07	0,00
<b>Feb</b>	0,11	0,02	0,09	0,00
<b>Mar</b>	0,15	0,00	0,15	0,15
<b>Abr</b>	0,16	0,00	0,16	0,10
<b>May</b>	0,18	0,00	0,18	0,20
<b>Jun</b>	0,19	0,00	0,19	0,43
<b>Jul</b>	0,20	0,00	0,19	0,43
<b>Ago</b>	0,18	0,00	0,18	0,44
<b>Sep</b>	0,15	0,01	0,14	0,34
<b>Oct</b>	0,13	0,00	0,13	0,19
<b>Nov</b>	0,10	0,04	0,06	0,00
<b>Dic</b>	0,09	0,00	0,08	0,05
<b>Anual</b>	<b>1,74</b>	<b>0,10</b>	<b>1,64</b>	<b>2,33</b>

**Tabla 14: Hipótesis 2-Alternativa 1. Relación demanda-Producción**

A continuación, los precios correspondientes a la inversión.

INVERSIÓN				
Parte solar	Unidad	Precio unitario	Potencia instalada	
Módulo fotovoltaico	€/W	0,3		
Inversor + Transformador	€/W	0,1		
Soporte	€/W	0,2		
Servicios auxiliares	€/W	0,1		
<b>TOTAL</b>	€/W	0,7	1229760	808328,00
Expropiaciones 3%				24249,84
<b>TOTAL INVERSIÓN €</b>				<b>832577,84</b>

COSTES DE OPERACIÓN	
Costes de operación de la inversión 2%	16651,56
<b>TOTAL COSTES OPERACIÓN €</b>	<b>16651,56</b>

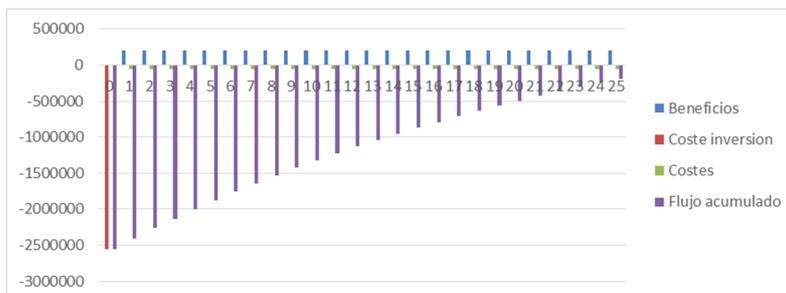
INVERSIÓN INCREMENTO CAUDAL €	
Impulsión y tubería	1717560,95
COSTES INCREMENTO CAUDAL €	
Impulsión y tubería	34351,22

INGRESOS ANUALES				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Autoconsumo de energía	€/MWh	120	1638,39	196606,30
Venta de energía excedente	€/MWh	55	101,05	5557,50
<b>TOTAL INGRESOS €</b>				<b>202163,80</b>

Tabla 15: Estudio económico Hipótesis 2 – Alternativa 1

A continuación, se calculan los valores del VAN, TIR y PAYBACK para calcular su rentabilidad. El valor del VAN para una tasa de descuento del 4% es de -188.689 € y un TIR de 3,29% por lo que la alternativa no es rentable.

Se adjunta el gráfico del VAN.



### 10.7. HIPÓTESIS 2. ALTERNATIVA 2

Como en la alternativa anterior en la hipótesis se ha tenido en cuenta el incremento económico (inversión y costes) que supondría incrementar la instalación hidráulica inicial (tuberías, bombas, excavaciones, mano de obra, etc.).

Resultados mensuales de energía.

GWh	Producción	Venta	Autoconsumo	Compra
Ene	0,19	0,13	0,07	0,00
Feb	0,22	0,12	0,10	0,00
Mar	0,31	0,03	0,28	0,02
Abr	0,32	0,07	0,26	0,00
May	0,37	0,09	0,28	0,11
Jun	0,38	0,05	0,33	0,28
Jul	0,39	0,05	0,34	0,28
Ago	0,36	0,04	0,32	0,30
Sep	0,30	0,02	0,28	0,21
Oct	0,26	0,04	0,22	0,10
Nov	0,20	0,14	0,06	0,00
Dic	0,17	0,04	0,13	0,00
<b>Anual</b>	<b>3,48</b>	<b>0,80</b>	<b>2,68</b>	<b>1,29</b>

Tabla 16: Hipótesis 2-Alternativa 2. Relación demanda-Producción

A continuación, los precios correspondientes a la inversión.

INVERSIÓN				
Parte solar	Unidad	Precio unitario	Potencia instalada	
Módulo fotovoltaico Inversor + Transformador	€/W	0,3		
Soporte	€/W	0,1		
Servicios auxiliares	€/W	0,2		
	€/W	0,1		
<b>TOTAL</b>	€/W	0,7	2459520	1721664,00
Expropiaciones 3%				51649,92
<b>TOTAL INVERSIÓN €</b>				<b>1773313,92</b>

COSTES DE OPERACIÓN	
Costes de operación de la inversión 2%	35466,28
<b>TOTAL COSTES OPERACIÓN €</b>	<b>35466,28</b>

INVERSIÓN INCREMENTO CAUDAL €	
Impulsión y tubería	1717560,95

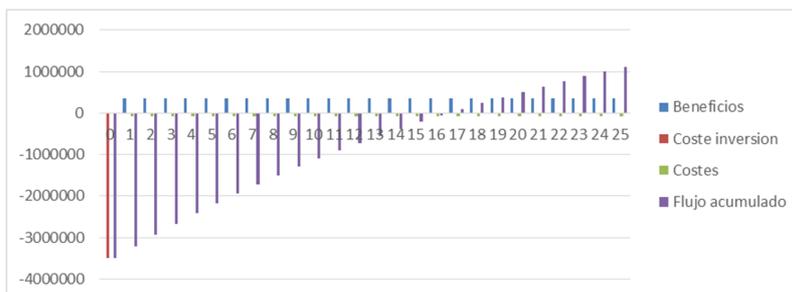
COSTES INCREMENTO CAUDAL €	
Impulsión y tubería	34351,22

INGRESOS ANUALES				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Autoconsumo de energía	€/MWh	120	2667,42	320089,97
Venta de energía excedente	€/MWh	55	811,45	44629,54
<b>TOTAL INGRESOS €</b>				<b>364719,51</b>

Tabla 17: Estudio económico Hipótesis 2 – Alternativa 2

A continuación, se calculan los valores del VAN, TIR y PAYBACK para calcular su rentabilidad. El valor del VAN para una tasa de descuento del 4% es de 1.116.107,93 € y un TIR de 6,83% por lo que la alternativa es rentable. El año de recuperación de la inversión es de 17 años. Se adjunta el gráfico del VAN.



## 10.8. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

### 10.8.1. Precio de la energía

Como se ha explicado en el apartado 7.5 la OMIE se encarga de poner el precio de la energía eléctrica en el mercado eléctrico español. Este precio no es constante a lo largo del año debido a las variaciones de demanda y oferta. Para este estudio se ha tomado un precio medio anual para la compra y venta de la energía para facilitar los cálculos.

Para comprobar lo susceptible que podría llegar a ser la rentabilidad de nuestro estudio para cada una de las alternativas, se ha realizado un estudio de sensibilidad teniendo en cuenta:

- Precio del watio de inversión de la instalación
- Precio de la energía comprada a la red
- Precio de la energía vertida a la red

Se han dado varios valores teniendo en cuenta los precios de años anteriores y de años futuros teniendo en cuenta la línea de evolución que estos están llevando. A continuación, se muestran las gráficas del Valor Anual Neto de cada uno de los precios elegidos para este análisis.

Los precios elegidos para la compra a la red, son:

- 100 €/MWh (año 2016)
- 120 €/MWh (año 2017)
- 130 €/MWh (año 2018)

Los precios elegidos para el watio instalado en la inversión de la instalación fotovoltaica, se han elegido reduciendo o aumentando los costes de los diferentes elementos utilizados, son:

- 0.5 €/W
- 0.7 €/W
- 1.4 €/W

Los precios elegidos para la venta del excedente producido a la red, son:

- 40 €/MWh (año 2016)
- 55 €/MWh (año 2017)
- 60 €/MWh (año 2018)



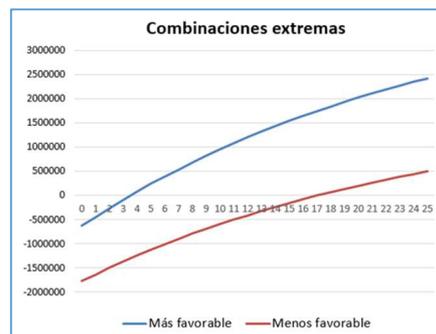
Como se puede observar la variación del precio de venta a la red no afecta mucho a la rentabilidad de la inversión, sí que es verdad que a mayor precio de venta mejor sería nuestra inversión.

Respecto al precio de compra de la energía, este análisis nos permite conocer el precio de la energía que se autoconsume, es decir, energía que dejamos de comprar a la red y pasamos a

ahorrarla. De ahí que, a mayor precio, mayor es el beneficio que se obtiene de la instalación solar fotovoltaica.

Por otra parte, el precio de la inversión €/W instalado como cabe esperar a mayor coste del watio instalado menor será la rentabilidad obtenida de nuestra instalación, por lo que cuanto más barato sea el watio instalado mayor beneficio se obtendrá.

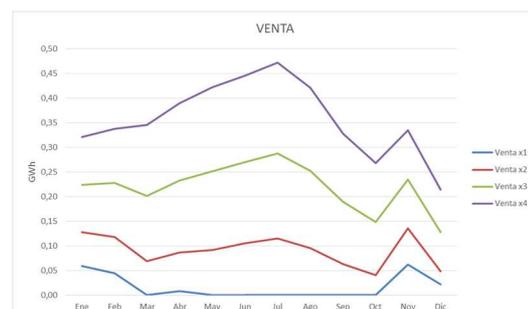
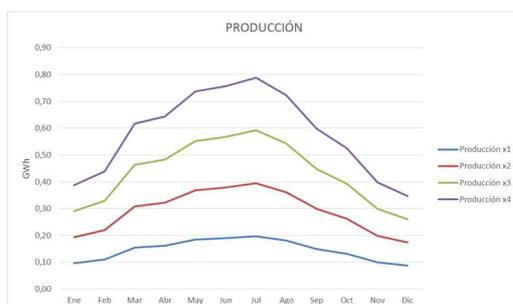
El siguiente gráfico muestra los límites de rentabilidad utilizando los precios más desfavorables y los precios más favorables. Todas las alternativas anteriormente estudiadas con rentabilidad positiva serán favorables, aunque cambiaran los precios de mercado. Solo en el caso de la Hipótesis 2- alternativa 2 tendría una rentabilidad negativa si se diera el caso más desfavorable con los precios de la energía eléctrica.

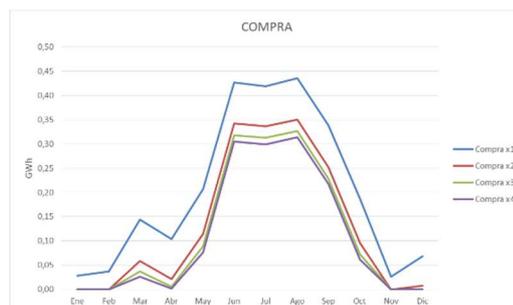
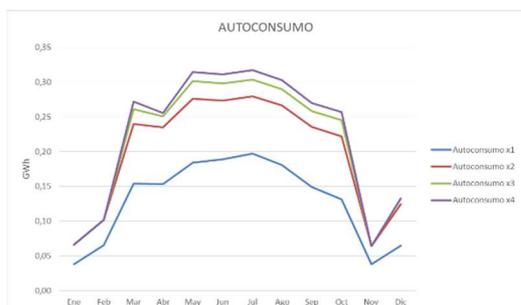


## 10.8.2. POTENCIA INSTALADA

Como se ha visto en las alternativas analizadas una de las opciones elegidas para el diseño ha sido aumentar la potencia instalada para cubrir la demanda. Como es de espera el aumento de la potencia instalada nos permitirá aumentar la energía producida y por lo tanto reducir la energía comprada y aumentar el autoconsumo y venta de excedentes.

Pero esto no es del todo correcto, debido a que la cantidad de horas de sol para producir electricidad no se pueden cambiar, llegará un momento en que por más que aumentemos la potencia de nuestra planta fotovoltaica los beneficios por autoconsumo no aumentarán, sino que se mantendrán estables. De igual forma no se podrá reducir más la energía comprada, ya que habrá meses en los que siempre será necesario tener que comprar energía de la red. Para el análisis se ha analizado la producción, venta, autoconsumo y compra para diferentes aumentos de potencia: x1 es la potencia inicial del estudio, x2 (será el doble de potencia instalada), x3 (triple) y x4 (cuádruple). Podemos observar los resultados obtenidos del análisis en las siguientes gráficas.





De esta forma se ve como aumentar la potencia instalada dependerá de las condiciones de demanda y como se pueda adaptar está a las horas de sol para la producción de energía. Así pues, hacer una gran inversión en aumentar la potencia instalada no será una solución arriesgada ya que no cumplirá el objetivo de autoconsumo aislado a la red.

## 11. SOLUCIÓN ADOPTADA

### 11.1. COMPARACIÓN ALTERNATIVAS

Después de haber realizado el análisis económico de cada una de las alternativas, se escogerá la de mayor índice de rentabilidad.

Resumen de cada una de las alternativas:

	Hipótesis 1		Hipótesis 2	
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>Inversión</b>	<b>832.577,84</b>	<b>1.918.486,24</b>	<b>2.550.138,79</b>	<b>3.490.874,87</b>
VAN	2.077.611,75	2.886.100,00	- 188.689,17	1.116.107,93
TIR %	22,23	15,60	3,29	6,83
PAYBACK	6	8	-	17

**Tabla 18: Comparación alternativas VAN**

El coste de la factura eléctrica que debería pagar los usuarios (regantes) tiene en cuenta la compra de energía necesaria para cumplir los requisitos de demanda, 24.92 hm<sup>3</sup> al año.

Factura eléctrica usuarios		Cent€/m <sup>3</sup>
<b>Sin instalación solar</b>		<b>2</b>
Hipótesis 1	Alternativa 1	1,1
	Alternativa 2	0,75
Hipótesis 2	Alternativa 1	1,11
	Alternativa 2	0,62

**Tabla 19: Factura eléctrica**

Como ya se ha visto en el apartado 9.3 donde se presentaban todas las alternativas, tanto para la hipótesis 1 como para la hipótesis 2 las alternativas de autoconsumo quedaban descartadas. También se observa como la alternativa 1 de la hipótesis 2 tiene un VAN negativo por lo que indica que la inversión no es rentable y automáticamente queda descartada también.

Comparando el resto de alternativas, se ve que las tres son rentables ya que el valor del VAN es positivo. A continuación, se analizan para concluir cuál es la más rentable.

La alternativa 2 de la hipótesis 2 tiene los valores menos favorables debido a que es la que más inversión necesita. En esta alternativa la potencia instalada se ha duplicado respecto a la inicial calculada (ofrece un mayor autoconsumo) y además hay un incremento de la inversión por la

mejora de las condiciones iniciales hidráulicas (mayor potencia de bombeo, mayor diámetro nominal en las conducciones, etc.). Es una alternativa muy interesante si lo que se busca es un mayor caudal de bombeo para cubrir mayores demandas en un futuro, pero su fuerte inversión hace necesaria una negociación entre el inversor y el consumidor para ver quién pagaría la instalación, así como la facturación de luz y agua anual. Pero viendo que el proyecto inicial, el cual se basa en este estudio, no fue acabado debido a los altos costes de inversión y explotación, esta alternativa lamentablemente queda descartada.

La alternativa 1 y 2 de la hipótesis 1 son las más favorables ya que tienen un VAN y un TIR elevado lo que nos da una buena idea de la viabilidad de la inversión, además el año de recuperación de la inversión es bastante corto. La inversión necesaria para la alternativa 2 es bastante grande en comparación con la 1 mientras que el flujo acumulado que obtendríamos a los 25 años de vida útil de la instalación es parecido para las dos alternativas. Para elegir esta alternativa (aumento de potencia instalada), saldría mejor hacer un esfuerzo mayor e invertir un poco más para hacer realidad la alternativa 2 de la hipótesis 2.

En conclusión, la alternativa escogida para generar energía que alimente a la estación de impulsión prediseñada y reduzca los costes de explotación es la Alternativa 1- Hipótesis 1 que nos ofrece mejor rentabilidad.

## **11.2. DISEÑO FINAL**

Las características finales de la solución adoptada (ALTERNATIVA 1 - HIPÓTESIS 1) son:

- Instalación solar fotovoltaica conectada a la red con una potencia instalada de 1,23 MWp.
- Se conectarán en paralelo 183 filas de 24 módulos cada una, haciendo un total de 4392 módulos conectados a un inversor de 1,1 MWp
- Será necesario un transformador para conectarse a la red y un variador de frecuencia para conectarse a la estación de bombeo.
- La superficie ocupada aproximada es de 1,68 hectáreas de suelo rural, sin zonas protegidas y sin zonas elevadas que afecten a nuestra instalación.
- La inversión total es de 832.577,84 €.
- El Valor Actual Neto al final de su vida útil es de 2.077.611,75 €

Además, desde el punto de vista ecológico y no solo económico el uso de esta solución de energía renovable nos permite generar energía eléctrica mejorando la calidad del medio ambiente reduciendo la cantidad de CO<sub>2</sub> que se necesitaría para alimentar la estación de bombeo. Energía eléctrica obtenida de una fuente renovable como es el sol en vez de fuentes no renovables como el gas, el carbón, etc. que producen gases de efecto invernadero.

Para calcular de forma aproximada las toneladas de CO<sub>2</sub> que se producirían de no usar la planta solar fotovoltaica para alimentar la estación de bombeo, se ha utilizado un estudio realizado por el Gobierno de Aragón junto a Estrategia Aragonesa, Cámaras de Aragón y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (EACCEL, 2018). La media de emisión de CO<sub>2</sub> en la generación de energía eléctrica es de 0,385 kg CO<sub>2</sub>/kWh.

La energía necesaria para impulsar un volumen anual de 24,92 hm<sup>3</sup> es de 3.947 MWh. Por lo tanto, se obtiene un valor equivalente de 1.519.621,95 kg de CO<sub>2</sub> anuales, lo que supone dejar de emitir a la atmósfera 1.520 toneladas de CO<sub>2</sub>.

### 11.3. UBICACIÓN Y DISPOSICIÓN INSTALACIÓN SOLAR

La superficie necesaria para las plantas fotovoltaicas a construir de cualquier tipo viene determinada por el espacio necesario para cada módulo montado en su soporte y lo más importante la separación entre las distintas filas para que no se hagan sombras entre ellas. Además, hay que sumar el espacio necesario para instalar el inversor, el transformador, la estación de bombeo, caminos interiores por el que pueda pasar ya no solo una persona si no un vehículo para el mantenimiento, etc.



Figura 21: Esquema en planta de la ubicación módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia

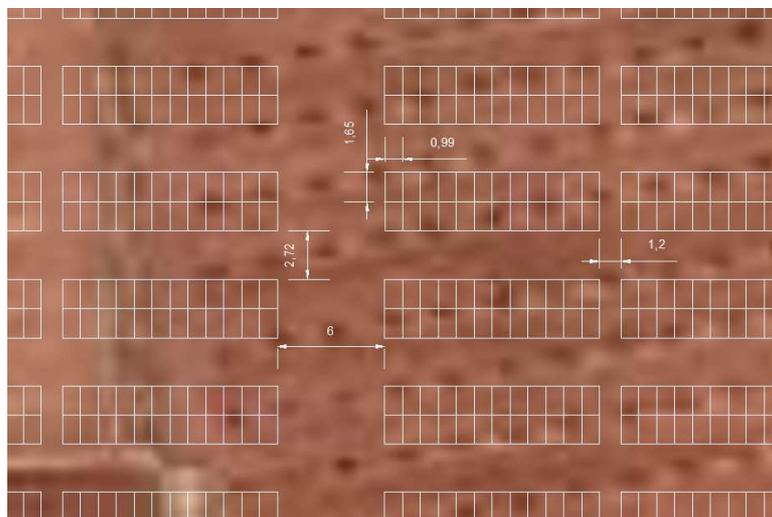


Figura 22: Detalle disposición módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia

## 12. CONCLUSIONES

La energía solar fotovoltaica es muy útil para conseguir reducir costes energéticos en proyectos en los que el consumo de energía eléctrica es muy elevado. Este es el caso de nuestro estudio, los bombeos de agua, donde la energía necesaria es muy alta debido a la necesidad de bombear agua durante muchas horas a lo largo de todo el día. Las ventajas de usar esta energía renovable es que la demanda de energía puede ajustarse a la producción realizada por la instalación solar fotovoltaica. De esta forma el funcionamiento de las bombas se puede adaptar a las horas de luz solar.



El cambio de la legislación sobre autoconsumo está permitiendo grandes avances para impulsar este tipo de energía. Aun así, siguen existiendo trabas o vacíos legales sin resolver que todavía no se han estudiado y que afecta sobre todo a instalaciones de potencias superiores a 25 kW.

La utilización de variadores de frecuencia permite adaptar la demanda a la producción, lo que facilita el dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas para usos de bombeo de agua.

Utilizar fuentes renovables para la generación de energía permite mejorar la calidad ambiental ya que evitamos usar energías procedentes de fuentes no renovables, que emiten gases invernadero al producir energía eléctrica. Con la alternativa elegida en el presente estudio, se dejarían de emitir 1.520 toneladas de CO<sub>2</sub> al año respecto al uso de electricidad proveniente de fuentes no renovables.

### 13. REFERENCIAS

#### BIBLIOGRAFÍA:

PÉREZ, 2018.- PÉREZ MARTÍN, M.A. (2018) Apuntes de clase de la asignatura Centrales y Sistemas Energéticos. Departamento de Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente. Universidad Politécnica de Valencia. Marzo 2018

CEDEX-DGA, 2011. *Guía técnica para la caracterización de medidas.* Noviembre 2018

VERDE, 2006.- VERDE CASANOVA, E (2006) *Informe de viabilidad de la actuación 3.2.c ordenación y terminación de la reutilización de aguas residuales de la planta de Pinedo (Valencia).* Octubre 2018

REE, 2017a.- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE), (2017). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2017.* Octubre 2018

REE, 2017b.- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE), (2017). *Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español 2017.* Octubre 2018

#### WEBS:

OMIE, 2018.- *Informes anuales OMI-Polo Español, S.A. (OMIE)* Recuperado 15/10/2018 de <http://m.omie.es/files/dipticoVIGENTEes.pdf?m=yes>

EACCEL, 2018.- GOBIERNO DE ARAGÓN (2018) *Estrategia aragonesa de cambio climático y energías Limpias (EACCEL).* Recuperado 30/11/2018 de <https://www.camarazaragoza.com/wp-content/uploads/2012/10/calculoemisiones.xls>

ENERGÍA, 2018.- ENERGÍA Y SOCIEDAD 7.1. *Los peajes de acceso y cargos: estructura, costes y liquidación de los ingresos.* Recuperado 25/10/2018 de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costes-y-liquidacion-de-los-ingresos/>

IPSOM, 2018.- CONSULTORÍA ENERGÉTICA IPSOM *Resumen 2017: Comparativa de precios y estado de la energía en Europa* Recuperado 21/10/2018 de



## Diseño integrado de un bombeo de agua de 850 kW con energía solar fotovoltaica en el término municipal de Benifaió (Valencia).



<https://www.ipsom.com/2017/12/resumen-2017-comparativa-de-precios-y-estado-de-la-energia-en-europa/>

DELTA, 2010.- PREFABRICADOS DELTA *Ejemplo: Conducción reutilización de aguas residuales*  
Recuperado 07/10/2018 de

<http://www.prefabricadosdelta.com/documents/515497/623018/CURSO+AVILA+REUTILIZACION%20C3%93N/b1e695cd-1e41-4184-b1fd-6f1abb88a4d3?version=1.0>

MUÑOZ, 2018.- MUÑOZ RIERA, M. (2018) *Estudio para el uso de energía solar fotovoltaica en el trasvase Júcar- Vinalopó. Términos municipales de Cullera, Llaurí, Canals y Moixent (Valencia)*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Caminos, Canales y Puertos. Universidad Politécnica de Valencia. Recuperado 22/10/2018 de <http://hdl.handle.net/10251/106489>

BOE, 2018.- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Boletín Oficial del Estado, núm. 242, de 6 de octubre de 2018, pp. 97430 a 97467. Recuperado 15/11/2018 de <https://www.boe.es/boe/dias/2018/10/06/pdfs/BOE-A-2018-13593.pdf>

CHJ, 2018.- CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL JÚCAR. *Reutilización de aguas residuales de la planta de Pinedo*. Recuperado 15/2/2018 de <https://www.chj.es/es-es/medioambiente/albufera/Paginas/pinedo.aspx>

ACUAMED, 2018.- ACUAMED. *Terminación de la reutilización de aguas residuales de Pinedo (Valencia)*. Recuperado 15/2/2018 de <http://www.acuamed.es/es/actuacion/terminacion-de-la-reutilizacion-de-aguas-residuales-de-pinedo-valencia>

IRENA, 2018.- International Renewable Energy Agency. *Renewables benefits*. Recuperado 20/10/2018 de <https://www.irena.org/benefits>

Valencia, diciembre de 2018

El autor del estudio:

Andrés Martí Vidal